

Technologie du photovoltaïque



1. Cellules et modules	3
1.1. Qualité et norms des modules	3
1.2. Bankabilité	12
2. Onduleurs	17
2.1. Fondamentaux.....	17
2.2. Modulation de largeur d'impulsion (MLI)	21
2.3. Éléments de l'onduleur	24
2.4. Topologies de l'onduleur.....	27
2.5. Onduleurs pour modules à film fin.....	30
2.6. Efficacité de l'onduleur.....	32
2.7. Fiche technique de l'onduleur.....	37
2.8. Tension d'entrée en CC	41
2.9. Comparaison des topologies d'onduleurs.....	43
2.10. Concepts d'onduleur	45
2.11. Conformité du réseau.....	52
2.12. Méthodes obligatoires de gestion du réseau	57
2.13. Perturbations sur le réseau	62
2.14. Documentation nécessaire au raccordement au réseau	67
2.15. Transformateurs	76
3. Conception de système PV raccordé au réseau	83
3.1. Champ PV – dimensionnement de l'onduleur	83
3.2. Dimensionnement de la chaîne.....	84
3.3. Cadres	96
3.4. Dimensionnement de l'onduleur.....	103
3.5. Dimensionnement du transformateur	108
3.6. Dimensionnement des câbles à CC et à CA	115
3.7. Dimensionnement de la boîte de jonction et du commutateur principal CC	123
3.8. Dispositifs de sécurité/ protection électrique.....	126
3.9. Sécurité électrique.....	131
3.10. Protection contre la foudre et les surtensions	136
4. Mise en service de système PV	141
4.1. Documentation du système	141
4.2. Test d'une centrale PV.....	144
4.3. Procédure de mise en service.....	153
5. Exploitation et maintenance (OM) des systèmes PV.....	157
5.1. Surveillance.....	157
5.2. Catégories de dysfonctionnements/ problèmes de réseau	167
5.3. Analyse et dépannage des anomalies	178
5.4. O&M (exploitation et maintenance)	186

1. Cellules et modules

1.1. Qualité et norms des modules

Qualité et normes des modules



Normes applicables

- CEI 61215 Modules photovoltaïques (PV) en Silicium Cristallin pour application terrestre
- CEI 61646 Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre

www.renac.de

Les modules sont fabriqués selon les normes de performance européennes et internationales. Il existe différentes normes pour différentes technologies telles que la technologie cristalline (CEI 61215) et la technologie à couche mince (CEI 61646). Les deux normes exigent des essais d'échantillons aléatoires à prélever dans un lot de production. Les échantillons de production de modules sont testés et certifiés selon ces normes par des laboratoires indépendants spécialement équipés tels que le TÜV allemand.

Les essais consistent en un examen visuel des échauffements localisés ou des cellules fissurées, ainsi que des essais électriques tels que la résistance diélectrique et le courant de fuite en milieu humide.

Les modules sont testés dans différentes conditions de rayonnement simulés telles que l'exposition en site naturel, l'exposition aux UV, l'exposition prolongée au rayonnement lumineux, ainsi que dans différentes conditions environnementales.

Les **conditions normales d'essai** (STC) des modules sont un rayonnement de $1000\text{W}/\text{m}^2$ dans une atmosphère donnée avec un facteur de masse d'air de 1,5 à une température de cellule de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Afin de simuler les conditions environnementales des modules installés, les mesures sont répétées à un rayonnement plus faible ($800\text{W}/\text{m}^2$) et à une température plus élevée de la cellule (47°C) dans des conditions de **température nominale d'utilisation des cellules** (NOCT).

Dans des chambres spéciales de 'chaleur humide', la résistance à long terme aux différentes conditions climatiques est testée. L'essai de chaleur humide expose les modules à une température d'air élevée et à l'humidité.

Dans l'essai de 'cycle thermique', la température est recyclée entre la chaleur et la réfrigération afin de simuler différentes saisons.

La diode de dérivation du module est testée en augmentant de 1,25 fois le courant de court-circuit I_{SC} du module, tel que mesuré dans des conditions STC sur une durée d'une heure, tout en maintenant une température constante du module.¹

À la suite de cet essai, la diode doit toujours fonctionner correctement.

Le point de puissance maximale des modules a été testé en conditions STC afin de s'assurer que la puissance de sortie maximale en conditions STC n'est pas inférieure à 90 % de la valeur minimale spécifiée par le fabricant. Les coefficients de température sont également contrôlés.

Dans les expériences de charge mécanique, la simulation porte sur la résistance à la neige, aux charges statiques ou de glace, aux charges de vent et à la grêle. L'essai de charge mécanique est réalisé avec un module ayant juste passer l'essai de chaleur humide et qui peut donc être considéré comme un module exposé à de fortes contraintes environnementales.

Les modules sont fixés selon les manuels d'installation du fabricant de modules. Cela est très important pour les modules à couches minces sans châssis, par exemple.

2 400 Pa sont ensuite appliqués (ce qui équivaut à une pression de vent de 130 km/ heure) pendant 1 heure sur chaque face du module.² Si la fiche technique du module indique que le module peut supporter une charge de vent ou de neige de 5400 Pa, la charge appliquée à l'avant du module au cours du dernier cycle de cet essai sera augmentée de 2 400 Pa à 5 400 Pa.

Pendant l'essai, aucun circuit ouvert intermittent ne devrait y être détecté. À la fin de l'essai, il ne devrait y avoir aucun défaut visuel majeur. Suite à cet essai, la puissance maximale P_{max} (pour la norme CEI 61215 uniquement) et la résistance diélectrique sont également vérifiées.³

L'essai de résistance aux impacts de grêlons est réalisé à l'aide de boules de neige normalisées (7,53 g/25 mm) qui sont projetées par un lanceur à 11 points spécifiés sur le module ± 10 mm. À la fin de l'essai, il ne devrait y avoir aucun défaut visuel important.

^{1,2,3,4,5} Arndt, Regan, et Robert Puto. « Aperçu des essais de la norme CEI appliqués aux panneaux photovoltaïques ». 2010 [2012]. <http://tuvamerica.com/services/photovoltaics/ArticleBasicUnderstandingPV>. Pdf (2010).

La puissance maximale P_{max} (pour la norme CEI 61215 uniquement) et la résistance diélectrique sont également vérifiées après cet essai. Les statistiques de laboratoire font état de taux d'échec très faibles lors de cet essai.ⁱ

La robustesse des connecteurs est également soumise à des essais.

Les sorties sont soumises à un test de stress qui simule les assemblages et les manipulations effectués normalement à travers différents cycles et niveaux d'essais de résistance à la traction, de flexion et de couple tels que mentionnés dans la norme CEI 60068-2-21.ⁱⁱ Aujourd'hui, même la combinaison des systèmes d'installation et des modules est soumise à des essais de charges mécaniques définies causées par le vent ou la neige, afin d'être finalement certifiée.

La norme CEI 62782 (Essai de charge mécanique dynamique pour modules PV) définit un essai mécanique dynamique qui simule les vibrations de la pression du vent et de la force de succion créée par le vent. 1000 Pa sont appliqués à l'aide de vérins pneumatiques et de cylindres de traction. 100 cycles de poussée et de traction sont appliqués à un taux de 1 à 3 cycles par minute. De nos jours, certains fabricants de modules soumettent leurs modules à des essais mécaniques dynamiques encore plus rigoureux. Dans leurs laboratoires, ils appliquent une fréquence et une charge plus élevées afin d'améliorer continuellement la construction des modules.⁴

La Certification basée sur ces normes de performance est garante de la qualité supérieure des modules ; ce qui constitue un élément essentiel à certaines questions telles que la garantie de performance d'un système PV. En Allemagne, ces certificats de module doivent être présentés en tant qu'un des éléments exigés pour obtenir une autorisation de raccordement au réseau public.

⁴ Compare Geoffrey S. Kinsey : *Essais de charge mécanique dynamique, ateliers de Solar Power International sur la bancabilité*, Chicago, Illinois, 21 octobre 2013.

Normes applicables

- CEI 61730 Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)
 - Partie 1 : Exigences pour la construction
 - Partie 2 : Exigences pour les essais
- EN 50380 Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques

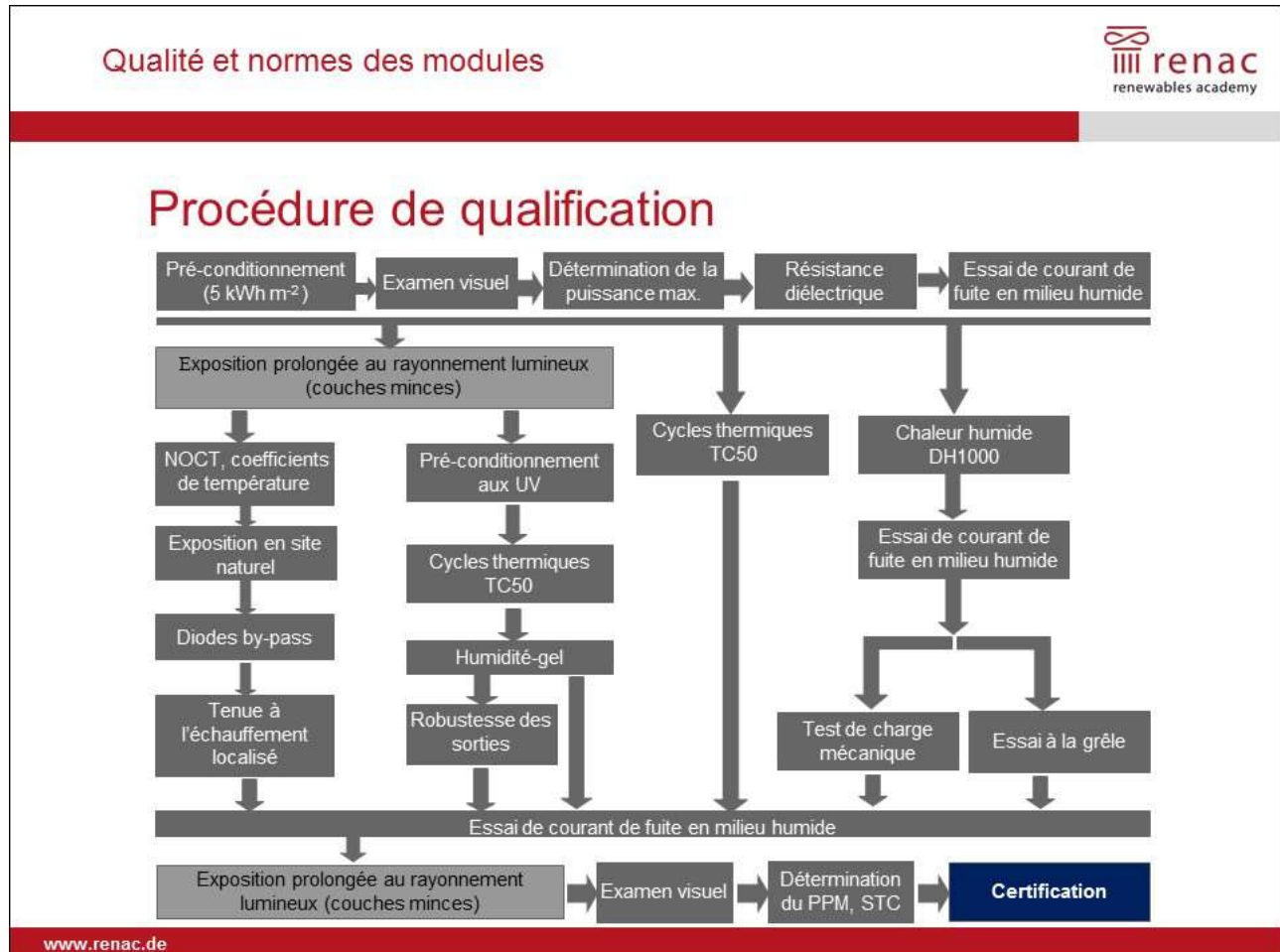
La norme de sécurité CEI 61730 définit les caractéristiques de conception des modules (telles que les distances minimales des parties conductrices du rebord des modules, l'épaisseur de la paroi des boîtes de jonction, etc.), ainsi que des exigences des matériaux utilisés dans les modules (stabilité aux UV, paramètres de température, classe de protection, etc.).

Les essais sont effectués sur des modules solaires complets (avec et sans châssis), ainsi que sur des composants individuels des modules (boîte de jonction, grille arrière).

Différents risques électriques tels que la résistance diélectrique, la continuité de masse, la susceptibilité aux rayures, la tension d'impulsion, la surcharge de courant inverse et la décharge partielle sont testées, ainsi que les impacts mécaniques d'un banc d'essai de 45,5 kg (énergie cinétique d'environ 5400 Pa/ m²) et la capacité d'une éventuelle gaine fixée au boîtier de jonction pour résister à une force de flexion.⁵ D'autres essais traitent de la résistance au feu et à des températures différentes.

⁵ Compare TÜV Rheinland Immissionsschutz und Energiesysteme GmbH Renewable Energies: « *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules PV selon la norme CEI 61730:2004. EN 61730:2007* ». janvier 2009.

Même les informations devant figurer sur les fiches techniques et les étiquettes des modules sont définies par une norme européenne (EN 50380).



Une exigence spéciale de la CEI 61730 est qu'avant de procéder à des essais de sécurité proprement dits, les échantillons d'essai doivent être pré-conditionnés par des essais d'exposition aux facteurs environnementaux tels que décrits par la norme CEI 61215 et la norme CEI 61646.

Pour la qualification, il est donc recommandé que les essais prescrits par les normes CEI 61215 et CEI 61646 soient combinés aux essais de la norme CEI 61730. De cette façon, les échantillons d'essai qui ont déjà été soumis aux essais d'exposition des facteurs environnementaux décrits par les normes CEI 61215 et CEI 61646 peuvent alors être utilisés dans les essais de sécurité de la norme CEI 61730.

Une telle combinaison donne lieu à un arbre d'essai (comme le montre l'image ci-dessus) qui couvre les deux normes de façon optimale.

L'essai de cycle thermique simule les différentes températures de la journée et de l'année pour ainsi simuler les influences environnementales sur le module. Les modules sont constitués de différents matériaux qui pourraient réagir différemment à des changements de températures.

La température ambiante est chauffée jusqu'à 55 °C, puis refroidie jusqu'à 25 °C. Un cycle est un intervalle de chauffage et de refroidissement situé entre cette différence de température de 30 °C. L'essai de cycle thermique TC50 veut dire une exposition de 50 cycles.

La mesure [de la courbe] I-V, y compris le I_{SC} , la V_{OC} et la P_{max} est effectuée à chaque différence de température de 5 °C.

L'essai de chaleur humide DH1000 expose le module à des températures ambiantes élevées ainsi qu'à une humidité relative élevée de 10 heures, en simulant ainsi l'exposition à un environnement extrême pendant 40 jours. La délamination et l'humidité qui pénètre dans le module en raison d'une étanchéité insuffisante peuvent être observées si le module échoue cet essai. L'essai de chaleur humide consiste également à préparer le module pour l'essai de charge mécanique suivant, puisqu'il peut être considéré comme ayant déjà été « soumis à un stress » suite à son exposition à la chaleur humide.

La résistance diélectrique est testée à l'aide d'un testeur de résistance diélectrique. Elle applique une tension CC allant jusqu'à 1000V, plus deux fois la tension maximale du système qui est de 1000V, en général. Il ne devrait y avoir aucune panne, et le module doit être entièrement intact.

Pour les modules ayant une surface supérieure à 0,1 m², la résistance ne doit pas être inférieure à 40 MΩ pour chaque mètre carré.

La corrosion, la fuite à la terre (ou défaut de masse), et donc le risque de décharge électrique peuvent être soumises à un essai de courant de fuite en milieu humide. Le module est complètement immergé dans un réservoir d'eau, à l'exception des entrées des câbles des boîtes de jonction qui ne sont pas conçus pour être immergées (inférieure à IPX7). Entre les connecteurs de sortie court-circuitée et l'eau, il est appliqué pendant 2 minutes une tension d'essai allant jusqu'à la tension maximale du module. Ensuite, la résistance diélectrique est à nouveau testée.⁶

Les statistiques de réussite et d'échec soulignent que la plupart des échantillons défectueux des modules laissent apparaître des échauffements localisés ou un délaminage, suite aux essais de cycle de température ou au cours des essais de chaleur humide. Cela montre que la garantie de la fiabilité dans des conditions climatiques différentes est le plus difficile défi des producteurs de modules. D'autres causes fréquentes d'échec sont l'isolation et la mise à terre électriques insuffisantes ainsi que la qualité médiocre des diodes de dérivation.

Si deux ou plusieurs échantillons échouent à l'un des essais, alors le module ne sera pas admissible à la certification. Si un seul échantillon échoue à l'un des essais, alors deux autres échantillons vont être soumis à la procédure d'essais complets. Si l'un de ces deux échantillons échoue à l'un des essais, alors le module ne pourra pas être certifié. Si les deux échantillons additionnels réussissent à tous les essais, alors le module sera certifié.⁷

⁶ Compare Arndt, Regan, et Robert Puto. « Aperçu des essais de la norme CEI appliqués aux panneaux photovoltaïques ». 2010, [2012].

<http://tuvamerica.com/services/photovoltaics/ArticleBasicUnderstandingPV>. Pdf (2010).

⁷ Compare Arndt, Regan, et Robert Puto. « Aperçu des essais de la norme CEI appliqués aux panneaux photovoltaïques ». 2010, [2012].

<http://tuvamerica.com/services/photovoltaics/ArticleBasicUnderstandingPV>. Pdf (2010).

Tolérance et garantie de puissance

- Tolérance de puissance :
 - liée à la production ;
 - plage indiquée ($\pm 5\%$) ;
 - des tolérances élevées de $\pm 10\%$ peuvent causer des pertes de désadaptation des chaînes.
- Garantie de puissance :
 - 10 ... 30 ans - habituellement 90% pour une période de 10 ans, et 80% pour une période de 25 ans ;
 - La garantie de puissance se réfère-t-elle à la puissance nominale ou est-elle la tolérance de puissance ?

Les tolérances sur la puissance de sortie maximale sont liées au procédé de fabrication.

La puissance de sortie est vérifiée à l'aide de ce qu'on appelle un clignotant qui expose chaque module détaché de la chaîne de production à un rayonnement de 1000 W/m^2 en conditions normales d'essai (STC). Les valeurs mesurées sont documentées et affectées au numéro de série du module et représentent la puissance de crête (c'est-à-dire la puissance nominale) du module. Chaque cellule du module détachée de la chaîne de production est « flashée » et documentée de la même manière. Ensuite, les cellules sont triées en fonction de la puissance de sortie nominale et de la tolérance définie. Dès lors, les modules sont fabriqués avec des cellules de même puissance nominale.

La puissance de sortie émanant d'un lot de production des cellules et des modules suit une courbe (gaussienne) de distribution normale, c'est-à-dire que la plupart des modules ont la même puissance de sortie. Seuls quelques modules affichent une puissance de sortie maximale, et seul un certain autre nombre de modules affichent une puissance de sortie minimale d'un lot de production. Le fabricant de modules trie les modules en fonction de la puissance nominale et établit des classes de puissance nominale. Ces classes de puissance vont apparaître sur la fiche technique.

Si, par exemple, la fiche technique affiche 3 classes de puissance nominale 245 Wc, 250 Wc et 255 Wc avec des tolérances de -3 % et + 5%, alors les plages de puissance nominale des trois classes seront :

La plage de puissance nominale pour la classe de puissance 245 Wc est 238Wc – 257 Wc.

La plage de puissance nominale pour la classe de puissance 250 Wc est 243Wc – 263 Wc.

La plage de puissance nominale pour la classe de puissance 255 Wc est 247Wc – 268 Wc.

La plage de puissance nominale des modules d'un lot de l'ensemble de la production est donc de 238 Wc à 268 Wc, et la plupart des modules auront une puissance nominale moyenne de 252 Wc. En créant trois classes de puissance, le fabricant inclut le lot de l'ensemble de la production et fournit toujours des modules ayant une puissance légèrement supérieure, en moyenne.

Les fabricants de cellules créent des classes de puissance semblables afin que la fabrication soit aussi homogène que possible. Les fabricants de modules PV qui possèdent leur propre production de cellules sont également en mesure de produire des modules qui soient aussi homogènes qu'ils puissent ainsi réduire les tolérances. Les fortes tolérances de $\pm 10\%$ provoquent des pertes de désadaptation lorsque les modules sont connectés en chaîne. Mais aujourd'hui, la plupart des fabricants de modules de qualité proposent des tolérances de puissance inférieures à $\pm 5\%$, et peuvent même offrir ce que nous appelons des tolérances positives au point qu'ils sont à même de garantir, au minimum, une puissance nominale ayant une tolérance positive. Ce qui permet d'établir avec certitude des hypothèses de rendement énergétique.

La garantie de puissance du module est définie pour une durée 10 et 30 ans, avec un certain pourcentage de puissance initiale suivant un temps défini. Il est assez courant que la puissance initiale soit établie à 90% au bout de 10 ans, et 80% après 25 ans. Ce pourcentage de puissance garantie se réfère aux données en flash qui, avec le numéro de série du module, fait partie du rapport de contrôle de qualité livré avec les modules. La garantie de puissance du module est ainsi définie pour une puissance de crête indiquée par les données en flash. Dans les tolérances, les données en flash diffèrent de la puissance nominale.

Un module n'est pas un module



- Essais de fiabilité pour comprendre la dégradation
 - Essais des modules
 - Électroluminescence
 - Indicateur clignotant de la courbe I-V
 - Caméra infrarouge
 - Essais de qualification étendus
 - Shaker (transport)
- Très importants pour le financement et la bancabilité !!!

www.renac.de

La documentation fournie avec les modules n'est que l'une des garanties de la qualité du module. Les données en flash associées au numéro de série ainsi que le plan de d'installation du module de l'installation PV devraient constituer une partie du manuel d'installation. Disposer de la documentation complète du système fait également appel à une due diligence technique. Selon la norme CEI 62446, la documentation du système comprend toutes les fiches techniques et les certificats des composants, les conditions de garantie ainsi que les informations relatives à la connexion au réseau et aux codes de réseau correspondants, la conception du système, le rapport de reconnaissance du site et le plan câble. La documentation de l'ensemble du système ainsi que le rapport des essais doivent être remis au propriétaire du système. (Se référer au Chapitre 04 - Mise en service de systèmes PV - documentation du système).

Certaines mesures visant à assurer la qualité à long terme d'une installation PV sont données ici :

Un examen visuel des modules, des palettes et des boîtes de transport doit être effectué lors de la livraison. S'il est découvert un dommage (même léger), ce dommage doit alors être bien documenté et communiqué au fournisseur.

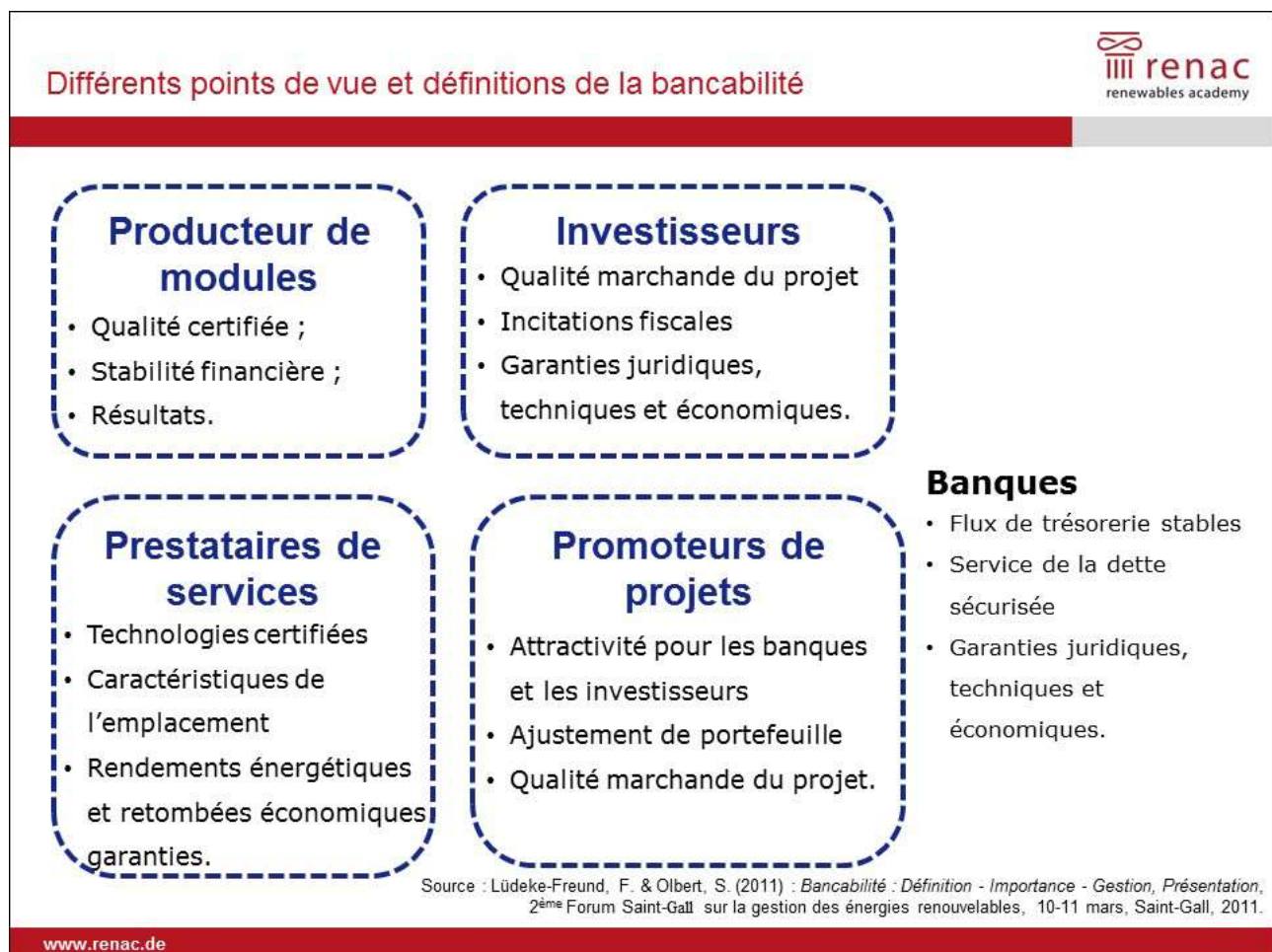
Les modules doivent être testés pendant l'installation, afin de s'assurer qu'aucun module endommagé n'a été installé. La tension en circuit ouvert de chaque module peut être mesurée et consignée, de même que sa polarité, mais, dans la plupart des cas, la tension en circuit ouvert de chaque chaîne est suffisante.

Certains échantillons provenant de chaque conteneur (100 kWc) peuvent être testés par électroluminescence : une bonne méthode d'identification des fissures de micro cellules causées par un emballage insuffisant et des vibrations/ chocs pendant le transport. L'électroluminescence identifie également les ruptures de jonction.

Chaque chaîne et, en cas de doute, chaque module peut également être testé par un analyseur mobile de courbe I-V, étant donné que certaines ruptures ne peuvent être détectées par contrôle de la tension en circuit ouvert.

Pendant la mise en service et la maintenance, une caméra infrarouge peut afficher une grande résistance série, des échauffements localisés (ou points chauds), des diodes de dérivation surchauffées, etc. D'autres tests et inspections de qualité pendant toute la durée de vie de l'installation PV pourraient être définis et documentés, ainsi que les données de surveillance. Cette documentation est très importante pour le financement et la bancabilité, et est souvent exigée par les investisseurs.

1.2. Bankabilité



Les indicateurs économiques typiques de la bancabilité d'un projet donné sont la valeur actuelle positive nette et le taux de rentabilité interne raisonnable.

Pour les projets photovoltaïques, il y a d'autres aspects de faisabilité bancaire qui doivent être pris en compte tout au long de la chaîne de valeur allant des fabricants de tranches de silicium et de lingots, des fabricants et distributeurs en gros de cellules PV et de modules aux promoteurs de projets, aux consultants, sociétés d'ingénierie (EPC) et aux fournisseurs de services d'exploitation et maintenance (O&M). Toutes les parties prenantes de la chaîne de valeur doivent prouver leur bancabilité et faire confiance à la bancabilité de leurs partenaires d'affaires en amont et en aval. Par exemple, les fabricants de modules PV doivent être assurés qu'ils obtiendront des lingots de qualité supérieure et que les promoteurs de projets qui achètent leurs produits seront en mesure de payer. Cette assurance peut être largement satisfaite par la confiance et la transparence.

Les fabricants de modules PV doivent être en mesure de prouver la qualité et la longévité de leurs produits afin d'être attractifs pour les promoteurs et/ ou investisseurs de projets et pour les banques. Ils peuvent y parvenir par le biais de la certification et des garanties de qualité ainsi que par une bonne réputation dans le domaine.

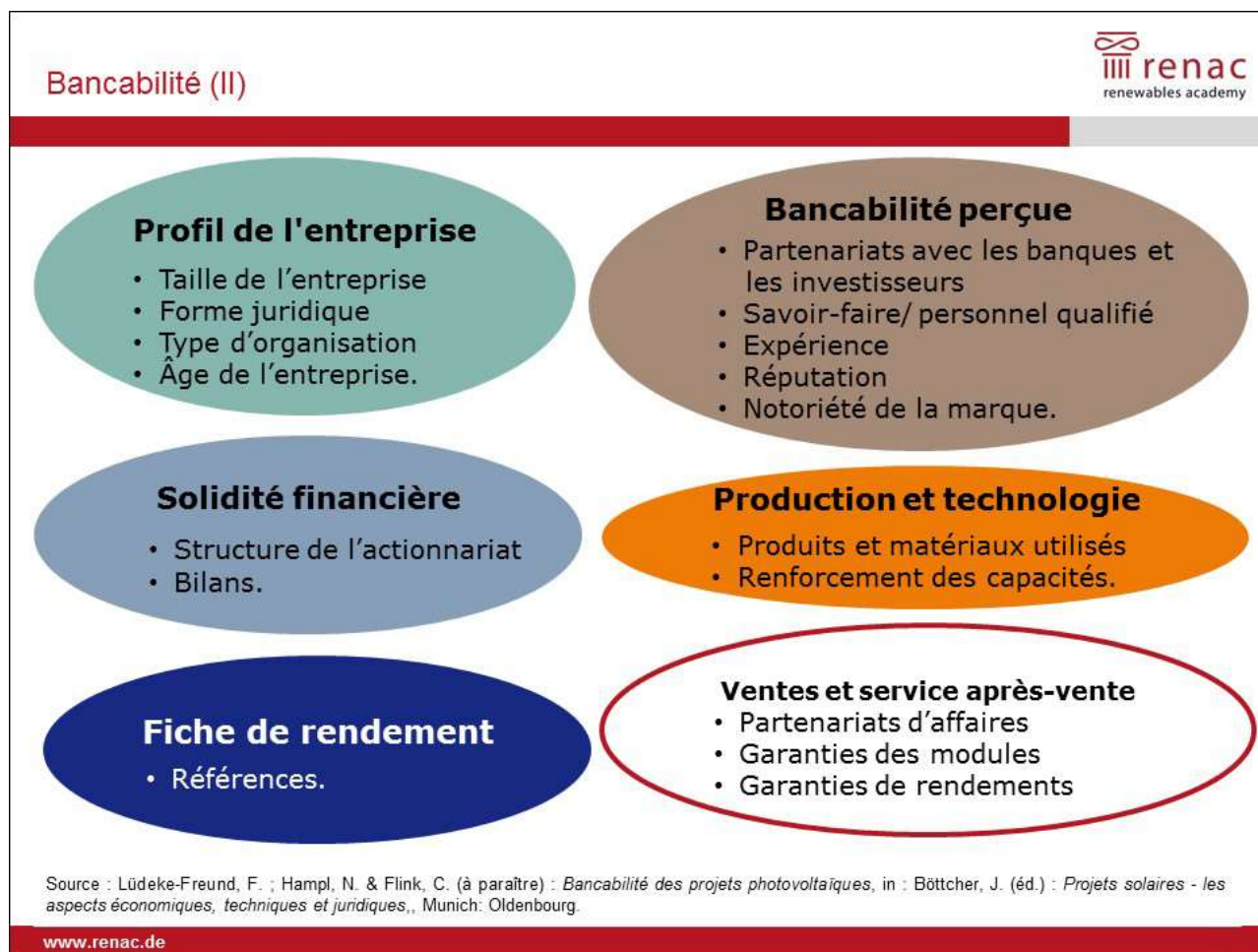
Les promoteurs de projets sont la principale partie prenante des projets PV. Ils ont un fort impact ainsi qu'une forte influence sur la bancabilité du projet, car ils sont responsables de la sélection des produits, de l'installation du système et souvent, de l'exploitation et maintenance (O&M). L'expérience et la solidité financière les rendent plus attractifs pour les investisseurs. Ils doivent également fournir des prévisions de performance du système et faire preuve d'un haut niveau d'assurance pour convaincre les investisseurs du faible risque de leur investissement.

Les investisseurs en actions vont généralement chercher des projets matures à faible risque, tels que les projets clés en main ou les projets en voie d'achèvement, par exemple. Beaucoup de promoteurs de projets prospères ont donc adopté une stratégie par laquelle ils financent eux-mêmes les projets clés en main jusqu'à un stade avancé de développement où ils les vendent à des investisseurs en actions.

Alternativement, les investisseurs sont souvent désireux de créer des partenariats à long terme avec des promoteurs de projets, sur la base de la confiance et dans le cas où les deux parties ont tout à gagner à travers des coentreprises futures.

Ils seront également attirés par la possibilité de revendre un projet ou recevoir des gains en capital et des avantages fiscaux.

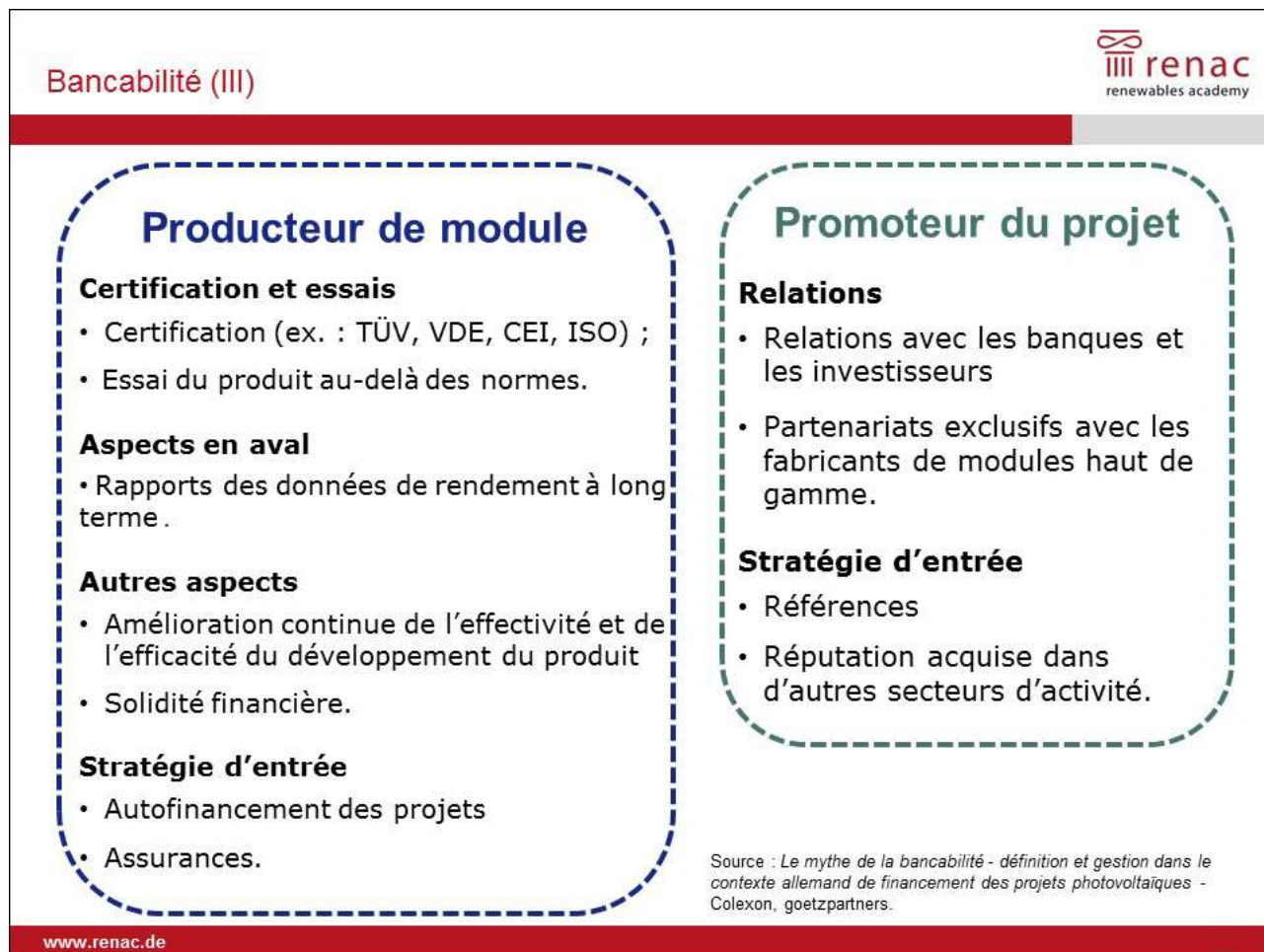
Les banques seront à la recherche des flux de trésorerie stables et prévisibles, ainsi qu'à un environnement juridique fiable. Cela pourrait signifier, par exemple, que les instruments et les mécanismes (comme un tarif de rachat garanti régulé) sont en place pour veiller à ce que l'investissement soit sécurisé pour une durée plus longue que la durée prévue du retour sur investissement du projet.



Les critères de bancabilité sont plus ou moins les mêmes pour les différents groupes de parties prenantes : La taille de l'entreprise, la structure juridique et le type d'organisation sont les indicateurs généralement pris en considération pendant la détermination de la situation financière. L'âge de l'entreprise peut en outre être un indicateur de l'expérience, du savoir-faire, du personnel qualifié, de la bonne réputation ou de la notoriété. Autres indicateurs couramment utilisés d'une entreprise prospère sont les bilans et la structure de l'actionariat.

Pour définir la position de l'entreprise dans le domaine des affaires, d'autres aspects tels que les produits et les matériaux utilisés, les capacités de développement et les partenariats d'affaires sont aussi importants que les réalisations prouvées par des références. La confiance dans l'entreprise sera davantage stabilisée par les bonnes relations avec les banques et les investisseurs, les garanties des modules et les garanties de rendement des installations PV existantes. Une fois que les promoteurs de projets sont établis dans des projets de grande envergure, ils peuvent développer des stratégies telles que la création des partenariats avec des fabricants de modules pour la production de modules PV OEM exclusivement destinés à leurs projets. Une fois que ces modules ont réussi à se classer sur les « listes blanches » des banques, les promoteurs de projets auront alors plus de flexibilité et de stabilité à faire face à la pénurie de demande par exemple ; ce qui conduit à des hausses de prix sur le marché.⁸

⁸Goetzpartners & COLEXON (eds.) (2011) : Hampl, N. ; Lüdeke-Freund, F. ; Flink, C. ; Olbert, S. & Ade, V. (auteurs) : *Le mythe de la bancabilité – définition et gestion dans le contexte de financement des projets photovoltaïques en Allemagne*.



Le tableau montre des stratégies (certaines sont similaires, d'autres sont différentes) que les fabricants de modules et les promoteurs de projets adoptent en vue d'assurer une bancabilité à long terme. La bancabilité d'un projet, d'un produit ou d'un service n'est pas seulement fondée sur ses capacités (VAN, TRI), mais aussi sur ses références juridiques et techniques. Elle ne peut faire l'objet d'une mesure directe (à l'instar de la qualité), et doit donc être évaluée sur la base d'un ensemble de critères ou d'indicateurs tels que la performance et les réalisations.⁹

En développant des certificats en étroite coopération avec les instituts techniques et les fournisseurs de services, les fabricants de modules peuvent gagner la confiance des autres parties prenantes. La certification et les essais de leurs produits contribuent à la création d'une marque établie. L'essai des produits au-delà des exigences de la norme augmente la confiance du marché au produit. Une amélioration continue de l'effectivité et de l'efficacité de développement des produits, de même que les rapports des données de rendement à long terme renforcent la perception d'une marque établie.

Les fabricants de modules qui réalisent et font preuve d'une solidité financière en s'établissant dans d'autres branches, en finançant des projets sur fonds propres ou en offrant des assurances augmentent la fiabilité des garanties et donc la confiance dans d'autres projets.

⁹ Goetzpartners & COLEXON (eds.) (2011) : Hampl, N. ; Lüdeke-Freund, F. ; Flink, C. ; Olbert, S. & Ade, V. (auteurs) : *Le mythe de la bancabilité – définition et gestion dans le contexte de financement des projets photovoltaïques en Allemagne*.

Une bonne relation avec les banques et les investisseurs, et des partenariats exclusifs avec des fabricants de modules haut de gamme aident les promoteurs de projets à entrer sur le marché. Les références solides et une réputation acquise dans d'autres domaines d'activité sont des preuves additionnelles de compétence qui renforcent la confiance des banquiers et des investisseurs.

2. Onduleurs

2.1. Fondamentaux

Principe de fonctionnement de l'onduleur

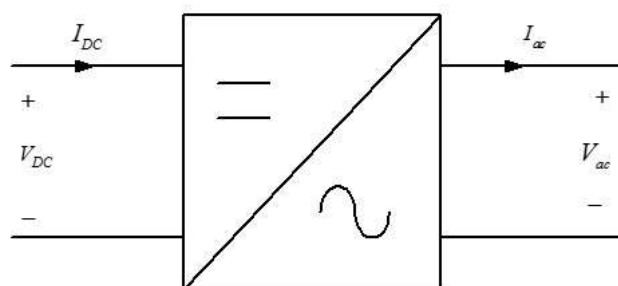


L'onduleur convertit le courant DC en courant AC en commutant la tension d'entrée DC selon une séquence prédéterminée, générant ainsi une tension AC en sortie.

Dans les applications PV, les onduleurs peuvent être utilisés dans :

- Des systèmes raccordés au réseau
- Des systèmes autonomes

Schéma fonctionnel :



Source: RENAC

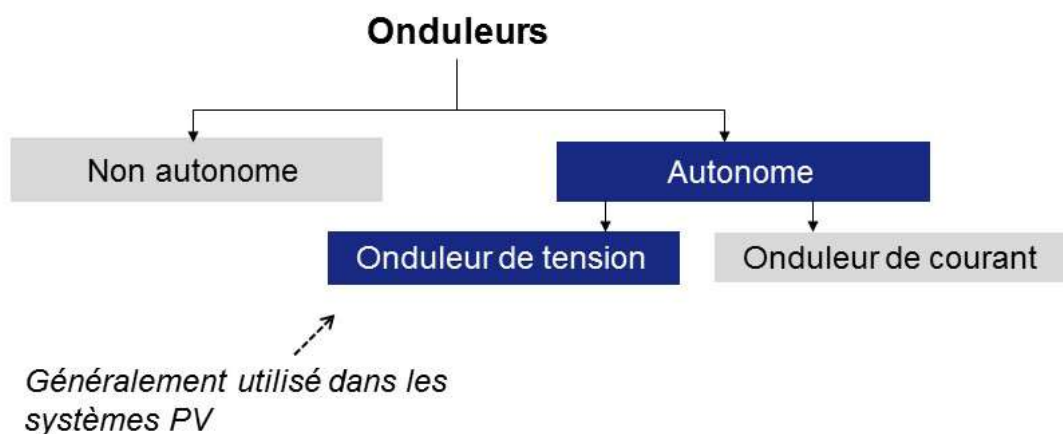
www.renac.de

Les onduleurs transforment le courant continu en courant alternatif. L'énergie électrique est habituellement transmise et distribuée sous forme de courant AC, la grande majorité des dispositifs fonctionnant au courant alternatif. Les modules PV produisent de l'électricité en courant continu (DC), les onduleurs sont donc nécessaires dans le cas des systèmes raccordés au réseau. Pour des systèmes autonomes utilisant des appareils fonctionnant en AC, les onduleurs sont également indispensables.

Le courant continu est transformé en courant alternatif par électronique de puissance : des interrupteurs sont ouverts et fermés successivement, produisant en sortie une forme d'onde carrée AC.

Le schéma fonctionnel de l'onduleur est présenté dans la diapositive ; l'entrée en DC est symbolisée par '=', le côté AC étant illustré à l'aide d'une onde sinusoïdale : '~'.

Catégories d'onduleurs PV

www.renac.de

Les onduleurs sont soit autonomes soit non autonomes. Non autonome signifie que la tension du réseau détermine la commutation de l'onduleur : en utilisant des thyristors en tant qu'interrupteurs - les thyristors ne pouvant être que fermés -, le passage de la tension du réseau les ouvre de nouveau. En l'absence du réseau électrique, ce type d'onduleur ne fonctionne donc pas. Les onduleurs non autonomes produisent un signal de sortie AC de forme d'onde carrée possédant une faible qualité énergétique et un niveau d'harmoniques élevé.

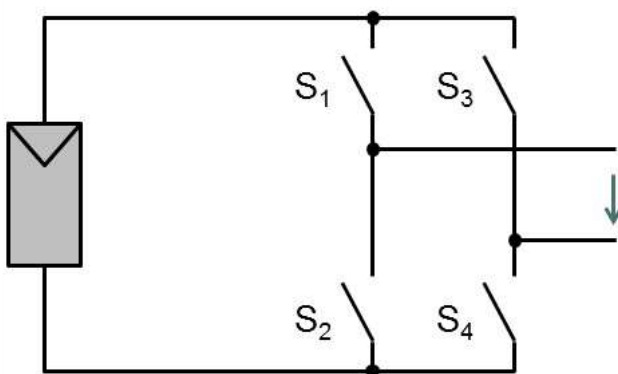
Les onduleurs autonomes utilisent des dispositifs semi-conducteurs pouvant être ouverts et fermés. Ils peuvent être utilisés dans des applications autonomes tout comme dans des systèmes PV raccordés au réseau. Dans les applications reliées au réseau, la commutation doit être synchrone à ce dernier.

Les onduleurs alimentés à partir d'une source de courant (une source de courant constant, quelle que soit la charge) sont dénommés onduleurs de courant. Un onduleur de tension est alimenté par une source de tension, à laquelle les modules PV peuvent être assimilés.

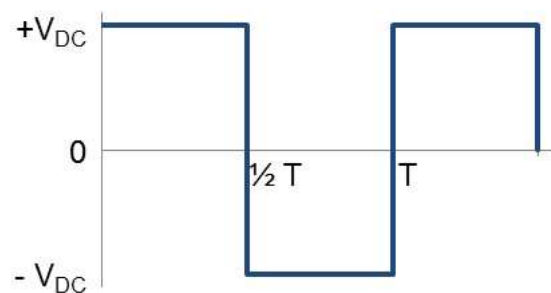
Dans les applications PV, les onduleurs autonomes de tension sont généralement les plus utilisés.

Principe de fonctionnement de l'onduleur

Principe de fonctionnement



Forme d'onde de sortie

www.renac.de

La section de l'onduleur comprenant les interrupteurs est généralement dénommée pont ou encore pont de puissance. La diapositive montre un onduleur pont complet (ou pont en H), composé de quatre interrupteurs. Les onduleurs pont complet sont utilisés dans les applications PV. Il existe également des onduleurs en demi-pont n'incorporant que deux interrupteurs.

Lorsque les interrupteurs S_1 et S_4 sont fermés synchroniquement (allumés), la tension de sortie est égale à $+V_{DC}$. Quand S_2 et S_3 sont à leur tour fermés synchroniquement, la tension de sortie est inversée ($-V_{DC}$). C'est le principe de base du fonctionnement d'un onduleur : les interrupteurs sont contrôlés afin de générer une forme d'onde carrée AC à partir d'une entrée DC.

Les interrupteurs S_1 et S_2 (ou S_3 et S_4) ne peuvent pas être fermés simultanément car cela court-circuiterait la source DC. Il existe donc quatre états définis et un état indéfini. Dans l'état indéfini, tous les interrupteurs sont ouverts.

La table suivante résume les différents états définis :

	S1	S2	S3	S4	V_{AC}
1	Fermé			Fermé	$+V_{DC}$
2		Fermé	Fermé		$-V_{DC}$
3	Fermé		Fermé		0
4		Fermé		Fermé	0

Les états 1 et 2 sont utilisés pour générer une forme d'onde carrée, comme illustré dans le graphique représentant la tension en fonction du temps : pendant la première demi-période ($1/2 T$), l'état 1 produit une tension positive en sortie; durant la seconde demi-période l'état 2 produit une tension négative en sortie.

La période T représente la durée d'un cycle. Sachant que $f = 1/T$ et que la fréquence du réseau vaut 50 Hz, la durée d'un cycle est de 0,02 seconde.

Les états 3 et 4 ne produisent aucune tension en sortie car le circuit n'est pas fermé durant ces états.

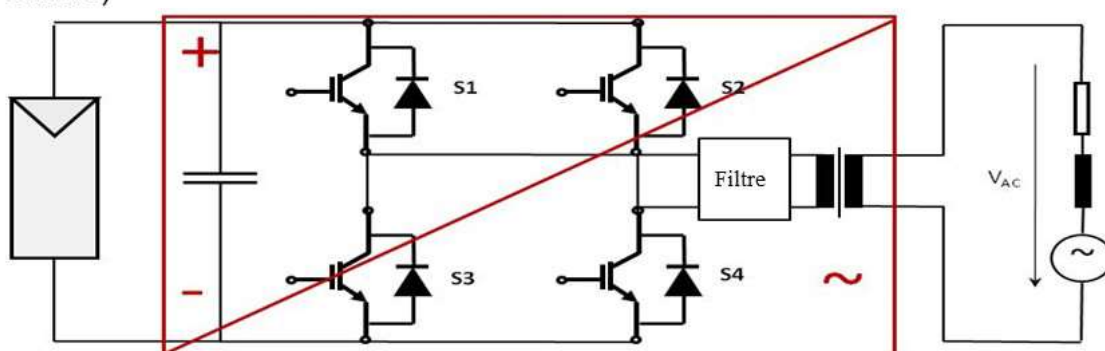
2.2. Modulation de largeur d'impulsion (MLI)

Modulation de largeur d'impulsion (MLI)

Génération DC
(par ex. panneau
solaire)

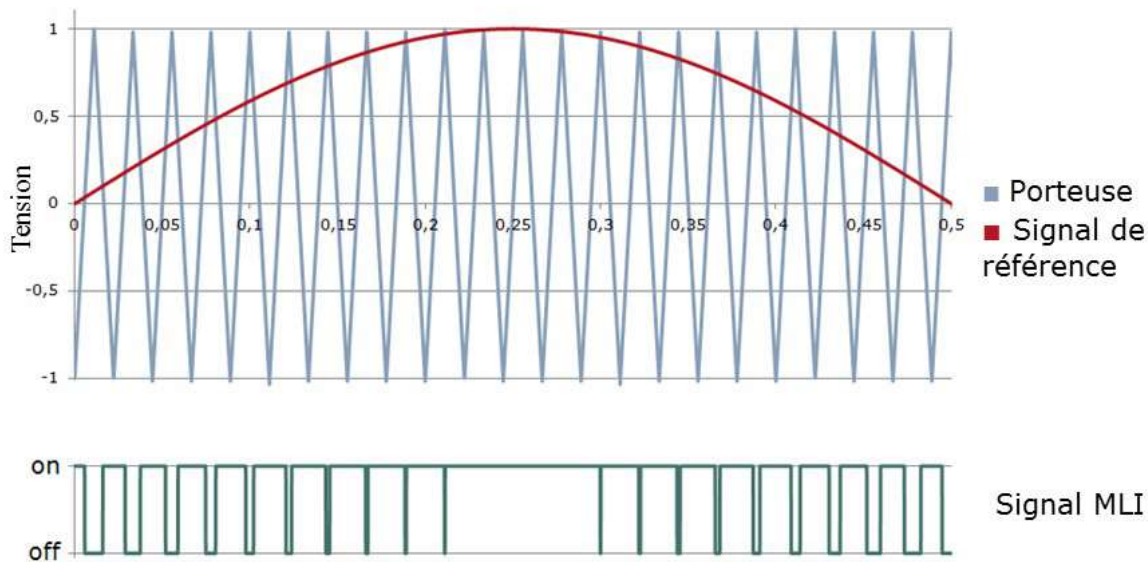
Onduleur MLI

Réseau



Source: RENAC

Modulation de largeur d'impulsion (MLI)



Source: RENAC

www.renac.de

L'utilisation d'onduleurs délivrant une tension AC de forme d'onde carrée est limitée aux charges résistives ayant de faibles exigences en matière de qualité énergétique comme les ampoules électriques.

Pour les onduleurs alimentant le réseau ou des applications AC autonomes, il est essentiel que la tension et le courant aient une forme d'onde sinusoïdale. La modulation de largeur d'impulsion (MLI) est une technique utilisée pour produire des ondes d'impulsions rectangulaires de très courte durée dont la tension moyenne se comporte de la même manière qu'une onde sinusoïdale.

Le plus grand avantage de la MLI est la faible perte de puissance dans les dispositifs de commutation.

Dans le cas de la modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale, un comparateur compare la tension d'un signal à haute fréquence (porteuse) à celle d'un signal de référence (pour les PV raccordés au réseau, ce serait la tension du réseau).

Les interrupteurs sont contrôlés par des comparateurs : si le signal de référence est supérieur au signal triangulaire, le comparateur ferme synchroniquement les interrupteurs S_1 et S_4 , produisant ainsi une tension positive en sortie. Un second comparateur utilise un signal triangulaire inversé et ferme les interrupteurs S_2 et S_3 , produisant ainsi une tension négative en sortie.

Les impulsions produites par S_1 et S_4 forment la moitié positive du signal sinusoïdal, alors que S_2 et S_3 forme la moitié négative.

Le schéma représente une demi-période de la comparaison des deux signaux ainsi que le signal de sortie résultant, la moyenne de se dernier se comportant comme une onde sinusoïdale.

Pour des raisons de représentation, la fréquence de la porteuse est considérablement inférieure à la réalité.

La porteuse est généralement de forme triangulaire avec une fréquence comprise entre 10 et 100 kHz,¹⁰ minimisant ainsi les effets indésirables comme le bruit, les courants ondulatoires et la distorsion harmonique. La MLI est décrite à l'aide de deux paramètres : l'indice de modulation m_a et l'indice de modulation de fréquence m_f .

L'indice de modulation est le ratio des amplitudes des deux signaux :

$$m_a = \frac{V_{ref}}{V_c}$$

L'indice d'amplitude contrôle l'amplitude du signal de sortie.

L'indice de modulation de fréquence compare les fréquences des deux signaux :

$$m_f = \frac{f_c}{f_{ref}}$$

Plus la fréquence de la porteuse est élevée, plus la forme d'onde de sortie devient sinusoïdale.

Afin de pouvoir fonctionner avec un facteur de puissance différent de 1 (c.-à-d. que l'onduleur fournit de la puissance réactive), le signal MLI doit être en avance ou en retard sur celui de la tension du réseau. Le déphasage est obtenu en retardant le signal provenant des comparateurs. Théoriquement, il est possible d'obtenir un déphasage compris entre -180° et $+180^\circ$. Cependant, en pratique l'angle est limité à cause de distorsions apparaissant pour des angles de phase élevés.¹¹

De plus, afin de pouvoir supporter la puissance réactive, un flux de puissance inverse d'AC vers DC est nécessaire. L'énergie provenant de la puissance réactive doit pouvoir être acheminée à travers les ponts de puissance et ensuite stockée dans un condensateur avant d'être réinjectée dans le réseau.¹²

En fournissant de la puissance réactive, les systèmes PV sont capables de réguler et de stabiliser la tension du réseau. Le flux de puissance réactive diminuant la transmission de puissance active, elle devrait être fournie localement. Par conséquent, en stabilisant la tension du réseau localement, les onduleurs PV peuvent réduire les besoins en lignes électriques supplémentaires.

La dernière génération d'onduleurs PV est également capable de fonctionner en tant que commutateur de phase - indépendamment de la puissance de sortie du PV et même durant la nuit.¹³

¹⁰ Leitfaden Photovoltaische Anlagen, DGS

¹¹ Implementation of grid-connected photovoltaic system with power factor control and islanding detection - S. Mekhilef, N.A. Rahim, 2004 IEEE Power Electronics Specialists Conference.

¹² Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, A. Luque, S. Hegedus, Wiley

2.3. Éléments de l'onduleur

Éléments clés de l'onduleur



- Transistors bipolaires à grille isolée (IGBT)
- Transistors à effet de champ à grille métal-oxyde (MOSFET) ou
- Thyristors à extinction par la gâchette (GTO)

Source: Renac

Éléments clés de l'onduleur

- Inducteurs et condensateurs
- Transformateurs à basse ou haute fréquence
- Protection ENS , détection de courant DC
- Fonctions de contrôle: mise à la masse, surveillance, protection thermique et contre les surtensions, ports de communication (par ex. RS232, RS485)



Source: Renac

www.renac.de

Le pont de puissance, constitué d'interrupteurs et convertissant le courant continu en courant alternatif, est l'élément central des onduleurs. En plus des interrupteurs, les onduleurs contiennent aussi des filtres pour le lissage du signal de la sortie AC, des dispositifs de sécurité et de contrôle et peuvent également contenir des transformateurs et des connexions de données.

Les dispositifs semi-conducteurs de puissance à trois terminaux comme les IGBT, les MOSFET ou les GTO sont habituellement utilisés en tant qu'interrupteurs.

Les IGBT (Transistor bipolaire à grille isolée) sont utilisés dans les applications à moyenne et haute puissance. Ils sont composés de trois terminaux - grille, collecteur et émetteur. Le courant provenant du module PV est injecté dans le collecteur. La sortie de l'émetteur est contrôlée grâce à la grille.

Les MOSFET (Transistor à effet de champ à grille métal-oxyde) étaient la meilleure solution d'interrupteurs de puissance avant l'apparition des IGBT. Les MOSFET sont recommandés pour les basses tensions (< 250 V), alors que pour les hautes tensions les IGBT sont plus appropriés. Les MOSFET offrent des fréquences de commutation supérieures à celles des IGBT, ces derniers étant recommandés pour des fréquences inférieures à 20 kHz.¹⁴ De nombreux onduleurs ordinaires utilisent des fréquences inférieures à 20 kHz.

¹⁴ IGBT or MOSFET: Choose Wisely, Carl Blake and Chris Bull, International Rectifier

Les GTO (Thyristor à extinction par la gâchette) ont une fréquence de commutation maximale d'environ 1 kHz ; contrairement aux thyristors conventionnels, non seulement ils peuvent être allumés mais ils peuvent également être éteints.

Dans le cas des onduleurs photovoltaïques, les IGBT et les MOSFET sont les dispositifs les plus communément utilisés.

Les convertisseurs DC/DC peuvent être utilisés pour la recherche du point de puissance maximale (MPP) en ajustant la tension du circuit du panneau afin de permettre à celui-ci de fonctionner au MPP. Les convertisseurs DC/DC sont également capables d'augmenter la tension continue provenant des panneaux jusqu'à un niveau proche de celui de la tension du réseau.

Les inducteurs et les condensateurs sont utilisés pour filtrer des deux côtés de l'onduleur - DC et AC. Du côté DC, le condensateur de bus DC réduit les tensions ondulatoires induites par la commutation de l'IGBT. Les tensions ondulatoires provoquent l'oscillation du point de fonctionnement du panneau photovoltaïque, réduisant ainsi la production du panneau.¹⁵

Du côté AC, les inducteurs et les condensateurs lissent le signal de sortie et filtrent les harmoniques. Le signal produit par modulation de largeur d'impulsion est similaire à une onde sinusoïdale, mais diffère d'une onde sinusoïdale idéale. La déviation est décrite par le taux de distorsion harmonique total (THD en anglais), ce dernier devant être inférieur à 5 %.¹⁶ Le THD représente donc la qualité énergétique des onduleurs.

Il existe deux concepts à propos des transformateurs : les transformateurs à basse fréquence (BF) modifient la tension de la sortie AC (à la fréquence du réseau, généralement 50 Hz) pour atteindre un niveau de tension différent. Les transformateurs à haute fréquence (HF), d'autre part, transforment un signal haute fréquence MLI dont la fréquence est diminuée à un rythme de basse fréquence.

Les transformateurs HF sont plus petits et plus légers que les transformateurs BF. Ils incorporent un grand nombre de composants, ce qui rend leur conception plus complexe, pouvant réduire leur fiabilité. Les deux options isolent galvaniquement les côtés AC et DC, les onduleurs sans transformateur ne disposant pas de cette isolation.

Les onduleurs devraient disposer de dispositifs de sécurité afin de contrôler la tension, la fréquence et l'impédance du réseau public et pouvoir ainsi se déconnecter en cas de perturbations. Le but est d'éviter l'îlotage, c'est-à-dire un onduleur raccordé au réseau alimentant une ligne hors tension et pouvant être potentiellement dangereux pour les techniciens et empêcher la reconnexion d'autres dispositifs. En Allemagne, ce dispositif est appelé ENS.

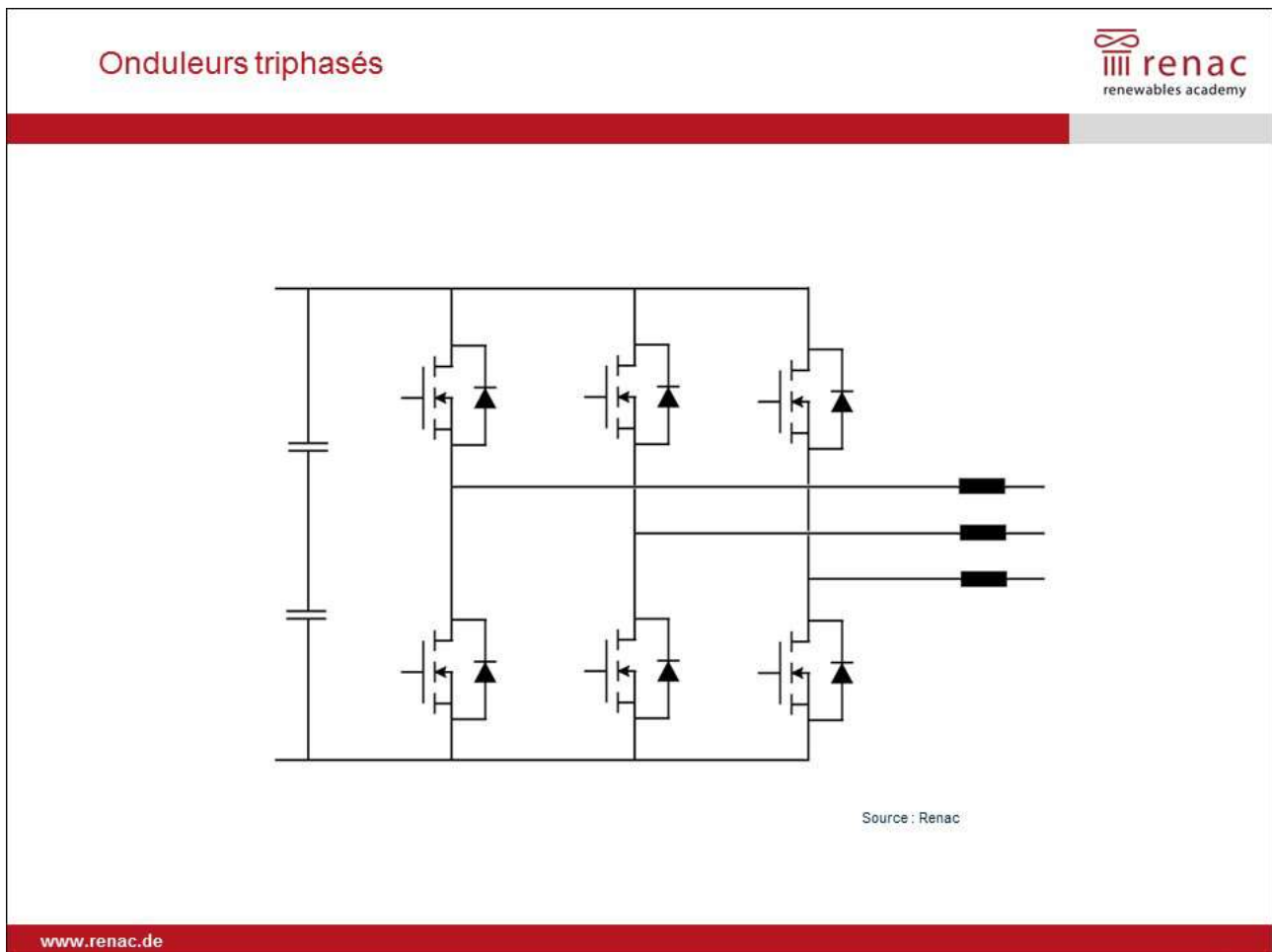
L'onduleur doit également se protéger lui-même contre les surtensions et la surchauffe.

Afin de surveiller les performances de l'onduleur, les systèmes de contrôle mesurent les paramètres pertinents du système. Les données peuvent être stockées dans des enregistreurs de données ou encore directement communiquées, par ex. à l'exploitant de la centrale électrique.

¹⁵ PV Inverter Performance and Reliability: What is the Role of the Bus Capacitor?, Jack D. Flicker, Robert Kaplar, Matthew Marinella, and Jennifer Granata, Sandia National Laboratories

¹⁶ Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, A. Luque, S. Hegedus, Wiley

2.4. Topologies de l'onduleur



Les systèmes de transmission et de distribution d'électricité comportent généralement trois phases, avec quelques exceptions dans le cas de la distribution. Dans les systèmes triphasés, il existe au moins trois conducteurs transportant le courant. Les phases sont décalées entre elles, c.-à-d. que les pics de courant de chaque conducteur sont retardés d'un tiers de la période T (120°).

L'avantage des systèmes triphasés réside dans la transmission d'une quantité constante d'électricité, alors que dans le cas des systèmes monophasés, l'électricité transmise oscille avec la fréquence doublée du réseau.

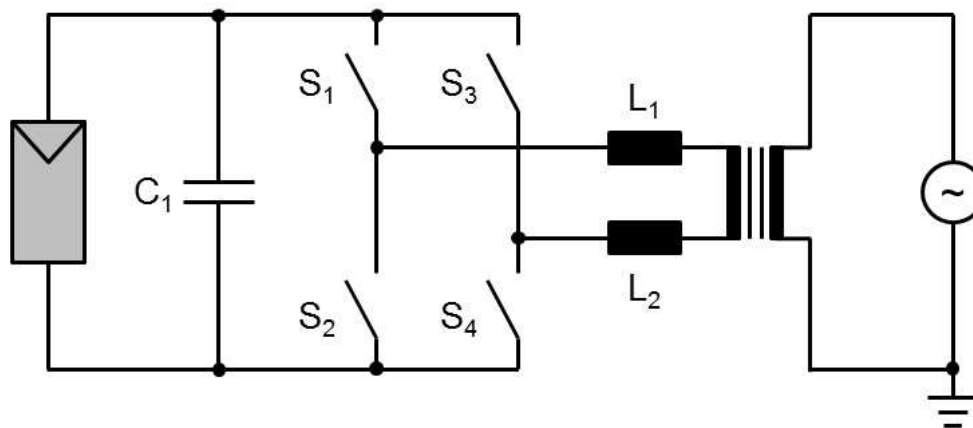
Les onduleurs décrits jusqu'à maintenant ne produisent qu'un seul signal de sortie (monophasés).

Les onduleurs triphasés produisent trois signaux avec une différence de phase de 120° entre chaque phase.

Les onduleurs monophasés pour les applications à basse puissance peuvent être connectés à l'une des phases d'un système triphasé. Pour les applications à moyenne et haute puissance, les onduleurs triphasés sont utilisés pour éviter la déstabilisation du réseau.

Les onduleurs triphasés présentés dans la diapositive comportent six dispositifs de commutation. Dans chaque conducteur, une forme d'onde AC est générée grâce à la modulation de largeur d'impulsion.

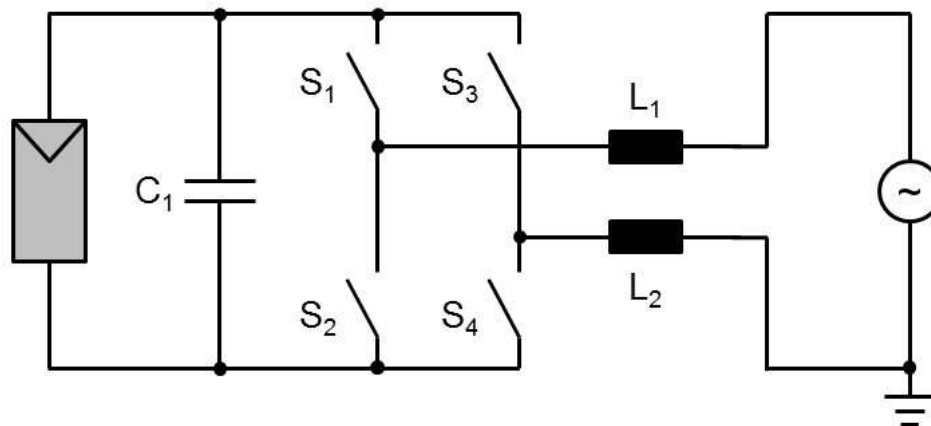
Onduleurs équipés d'un transformateur



- Isolation galvanique entre le réseau de panneaux solaires et le réseau
- Différentes configurations des montages en pont pour les hautes et basses fréquences

Onduleurs sans transformateur

Topologie H4 :



- Moins de pertes du côté du transformateur (2 % en moyenne), plus légers et moins chers.
- Pas d'isolation galvanique, pas adaptés aux technologies de modules à film fin et à base de silicium multi cristallin.

www.renac.de

Les onduleurs peuvent incorporer des transformateurs ou en être dépourvus. La différence principale réside dans le fait que les transformateurs fournissent une isolation galvanique entre le réseau public et la matrice PV. De plus, les transformateurs peuvent causer des pertes allant jusqu'à 2 % et comportent un noyau métallique ainsi que des enroulements supplémentaires. Les onduleurs sans transformateur ont donc un rendement supérieur, sont 50 à 70 % plus petits et sont moins chers à produire. Sans transformateur, le système PV doit être capable de fournir directement une tension sensiblement supérieure au pic de tension du réseau public : soit directement depuis la matrice PV, soit par des convertisseurs DC/DC. Ces convertisseurs causent également des pertes. Les onduleurs solaires centraux fonctionnent généralement avec un transformateur.¹⁷

Dans les transformateurs, l'énergie est transférée par induction d'un champ magnétique dans le noyau métallique du côté de l'entrée (premier enroulement), ce qui induit une tension dans le second enroulement. Par conséquent il n'existe pas de chemin direct de conduction, ce qui est plus connu sous le nom d'isolation galvanique. Certaines technologies de modules comme les technologies de modules PV à film fin ou à base de silicium multicristallin requièrent une isolation galvanique, elles ne sont donc pas appropriées pour les onduleurs sans transformateur. En l'absence d'isolation galvanique, un dispositif différentiel à courant résiduel (DDR) est nécessaire du côté AC.

¹⁷ Leitfaden Photovoltaische Anlagen, DGS

2.5. Onduleurs pour modules à film fin

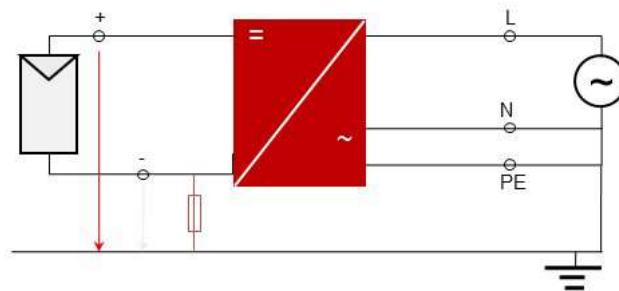
Onduleurs pour modules à film fin



Les onduleurs pour modules à film fin doivent avoir une plage de tension d'entrée plus large :

- une plus grande différence entre la tension de circuit ouvert à basses températures et V_{MPP} à hautes températures, comparativement aux modules en silicium
- variation de la tension durant les premiers jours d'exposition à la lumière due à la dégradation initiale des modules en silicium amorphe

Les fabricants de modules à film fin recommandent des onduleurs avec transformateur (ou uniquement certains onduleurs sans transformateur) avec une mise à terre négative du générateur PV.



Source : RENAC, adapté de Bruno Berger, ISE, 2007

www.renac.de

Les modules à film fin ont des caractéristiques de tension différentes de celles des modules basés sur le silicium. Par conséquent, les onduleurs pour modules à film fin devraient avoir une plage de tension d'entrée plus large : la différence entre la tension de circuit ouvert et la tension du point de puissance maximale est plus grande lors de l'utilisation de modules à film fin. Comparés aux modules PV c-Si, les modules à film fin produisent des courants inférieurs et des tensions supérieures.¹⁸ Les modules à film fin ont une tension maximum de fonctionnement de 750 V.¹⁹

Durant les premiers mois de fonctionnement, la puissance de sortie des cellules à film fin décroît graduellement de 10 à 30 % à cause de l'effet Staebler-Wronski. Par conséquent lors de leur installation, les modules à film fin dépassent la puissance nominale. Ce phénomène doit être pris en compte lors du choix de l'onduleur. Entre la matrice PV et la masse peut apparaître une capacitance : les modules eux-mêmes sont électriquement chargeables, la capacitance augmentant avec une surface de module croissante et une distance entre les modules et le cadre décroissante. Les onduleurs sans transformateurs n'isolant pas les côtés DC et AC, le courant capacitif peut se décharger à travers l'onduleur et les connexions à la terre.

Du côté DC, le pôle négatif du circuit devrait être mis à la masse.

¹⁸ Thin-Film PV: A System Designers Guide, Rick Holz, SolarPro Issued 4.1, Dec/Jan 2011

¹⁹ Leitfaden Photovoltaische Anlagen, DGS

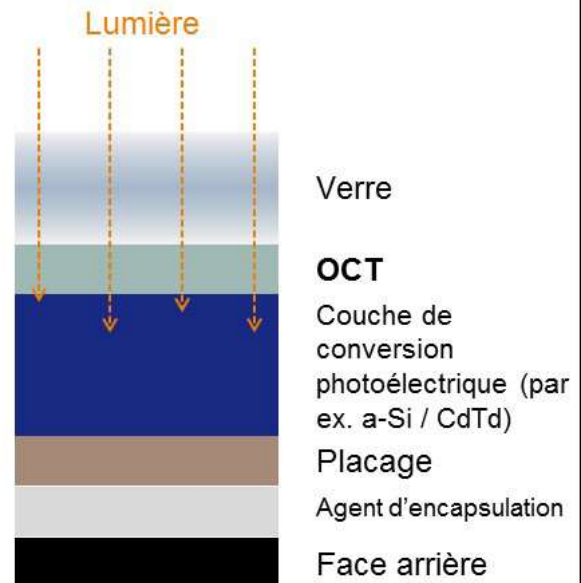
Onduleurs pour modules à film fin

- Avec les modules conventionnels en c-Si, il n'y a pas de corrélation entre la topologie d'onduleur utilisée et la dégradation du module PV.

- La corrosion de l'**OCT (Oxyde Conducteur Transparent)** due à une **mauvaise mise à la masse** ou à la **buée**, affecte particulièrement les modules en a-Si et en CdTe fabriqués avec la technologie du substrat

→ l'OCT devient **irréversiblement** laiteux et perd sa conductivité

- La **mise à la masse négative** est donc fortement recommandée lors de l'utilisation de ce type de modules PV



www.renac.de

De nombreux modules à film fin requièrent des onduleurs avec transformateurs, ou encore des onduleurs sans transformateur dont le pôle négatif est mis à la masse. Cela est dû au fait que la couche d'oxyde transparent conducteur (OTC) peut se corroder si une configuration d'onduleur inappropriée est utilisée. La couche OTC est une couche transparente située entre le verre et la couche de conversion photoélectrique des modules à film fin (la radiation passant à travers l'OTC). Elle est également conductrice, permettant ainsi le transport du courant. Tous les modules à film fin n'incluent pas forcément des couches OTC.

L'une des causes de la corrosion de l'OTC est la buée présente dans le module, une mauvaise mise à la masse en étant une autre. Avec la mise à la masse du pôle négatif du panneau PV, un champ électrique est généré, repoussant les ions chargés positivement (Na^+) contenus dans le verre et empêchant ainsi la corrosion.

La corrosion de l'OTC est irréversible, cette dernière devenant laiteuse et voyant sa conductivité diminuer.

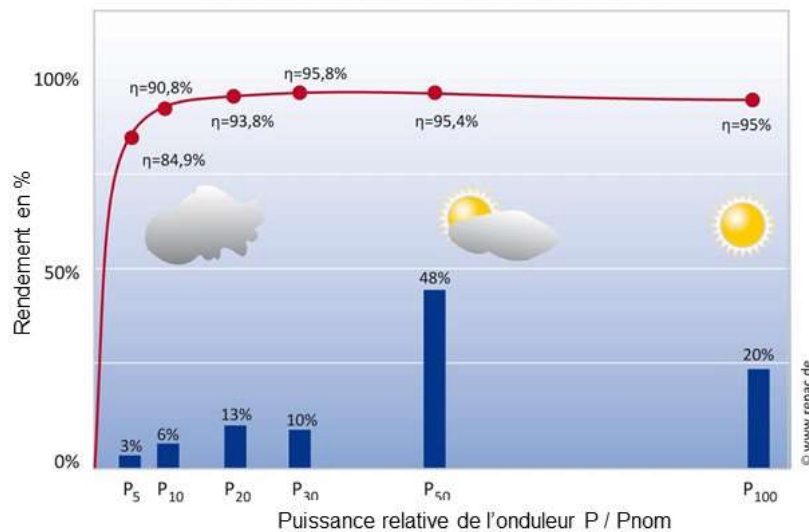
²⁰ Par conséquent, la corrosion de l'OTC représente un risque permanent de diminution de la puissance de sortie du module.

²⁰ Technical information: Module technology (Duennschicht-TI-UEN114630 | Version 3.0), SMA

2.6. Efficacité de l'onduleur

Rendement d'un onduleur

Définition du rendement Euro Eta d'un onduleur



- Les rendements pondérés sont définis pour différents climats afin de prendre en compte les différentes conditions climatiques
- Les rendements pour six conditions différentes de charge partielle sont pondérés pour représenter le climat d'Europe centrale

$$\eta_{Euro} = 0.03 \eta_{5\%} + 0.06 \eta_{10\%} + 0.13 \eta_{20\%} + 0.1 \eta_{30\%} + 0.48 \eta_{50\%} + 0.2 \eta_{100\%}$$

Rendement d'un onduleur

- Afin de tenir compte de l'effet de la tension DC sur le rendement, les rendements pour différents niveaux de tension devraient être pris en compte (selon IEC 61683) :
 - $U_{\min}$: tension d'entrée minimum
 - U_{nom} : tension nominale
 - $U_{90\% \max}$: 90% de la tension d'entrée maximum

$$\eta_{\text{Euro+}} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 (0.03 \eta_{5\%} + 0.06 \eta_{10\%} + 0.13 \eta_{20\%} + 0.1 \eta_{30\%} + 0.48 \eta_{50\%} + 0.2 \eta_{100\%}) U_i$$

Les pertes au niveau de l'onduleur doivent être réduites au minimum, car les pertes d'énergie se traduisent directement en perte d'argent. Par conséquent, l'efficacité des onduleurs doit être aussi élevée que possible.

L'onduleur doit être en mesure de gérer le maximum de puissance de sortie du champ qui se produit dans de très fortes conditions d'irradiation. Pendant l'essentiel du temps, l'irradiation est inférieure en fonction de l'heure de la journée, de la saison ou des nuages, par exemple. Les onduleurs fonctionnent donc rarement à leur puissance nominale ; ils sont le plus souvent en état de fonctionnement à charge partielle. Le graphique illustre comment l'efficacité change en fonction du rapport P/P_{nom} . Par conséquent, l'efficacité à puissance nominale peut être d'une valeur informative limitée.

Afin d'évaluer plus précisément l'efficacité, il faut définir l'efficacité de sorte à tenir compte du comportement à charge partielle des onduleurs ainsi que des conditions climatiques.

L'efficacité européenne a été définie par le Centre commun de recherche se fonde sur le climat à Ispra en Italie.

$$\eta_{euro} = 0,03 * \eta_{5\%} + 0,06 * \eta_{10\%} + 0,13 * \eta_{20\%} + 0,1 * \eta_{30\%} + 0,48 * \eta_{50\%} + 0,2 * \eta_{100\%}$$

Cette définition tient compte des efficacités de l'onduleur à 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 50 % et 100 % de la puissance nominale.

Ces efficacités sont mesurées en fonction de la fréquence d'apparition des conditions d'irradiation correspondantes : dans 48 % de leur temps de fonctionnement, les systèmes photovoltaïques produisent la moitié de leur puissance nominale à Ispra. On observe que le fonctionnement à puissance nominale n'est que de l'ordre de 20%.

La définition californienne de l'efficacité tient compte de différents points de fonctionnement à charge partielle et est adaptée au climat de Californie qui est plus ensoleillé que le climat italien :

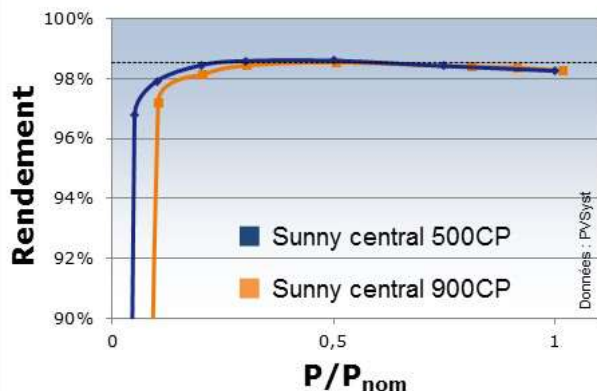
$$\eta_{cec} = 0,04 * \eta_{10\%} + 0,05 * \eta_{20\%} + 0,12 * \eta_{30\%} + 0,21 * \eta_{50\%} + 0,53 * \eta_{75\%} + 0,05 * \eta_{100\%}$$

En sus de l'énergie en CC à l'arrivée, l'efficacité de l'onduleur est aussi affectée par la tension en CC. Il n'existe pas de règle générale sur la manière dont la tension en CC influence l'efficacité.²¹

Pour tenir compte de différents niveaux de tension, la définition européenne de l'efficacité a été élargie, η_{Euro+} vaut 3 différents η_{Euro} à tension d'entrée minimale, tension nominale et 90 % de la tension d'entrée maximale.

²¹ Status and relevance on the DC voltage dependency of the inverter efficiency – Baumgartner et al - 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2007

Comportement d'un onduleur en surcharge



- La puissance d'entrée d'un onduleur peut parfois être supérieure à sa puissance nominale si
 - Le générateur PV est surdimensionné
 - Dans des conditions de fortes radiations (augmentation due aux nuages)
- Dans ces conditions, l'onduleur abandonne le point de fonctionnement MPP pour se déplacer vers le point de circuit ouvert => limitation de la production
- Il est courant de surdimensionner la puissance nominale du générateur en CTS par rapport à la puissance d'entrée DC nominale de l'onduleur => le rendement à charge partielle de l'onduleur peut ainsi être augmenté
- Le facteur de surdimensionnement dépend de plusieurs paramètres :
 - Courbe de rendement de l'onduleur
 - Distribution de l'isolation solaire
 - Coefficients de température des modules PV utilisés

La puissance à l'arrivée au niveau de l'onduleur peut être occasionnellement supérieure à la puissance nominale si le générateur photovoltaïque est surdimensionné, ou se trouve dans des conditions de très forte radiation (en raison d'apports favorables des nuages).

Le générateur photovoltaïque peut être surdimensionné – ce qui correspond au sous-dimensionnement de l'onduleur – afin d'augmenter l'efficacité de la charge partielle de l'onduleur. Le diagramme montre la courbe de deux onduleurs : l'efficacité est au plus haut à P/P_{nom} entre 30 % et 50 % et baisse lorsqu'on approche 100%.

Le fait de sous-dimensionner l'onduleur peut avoir deux avantages sur le plan économique : une réduction des coûts en raison de petite taille de l'onduleur et des revenus supérieurs en raison du taux de conversion supérieur en fonctionnement à charge partielle.

Lors du sous-dimensionnement de l'onduleur, son comportement dans des conditions de surcharge doit être pris en compte lors du processus de planification. L'onduleur doit premièrement renoncer au MPP du champ solaire et adopter la tension à circuit ouvert, ce qui entraîne une limitation de la sortie. Deuxièmement, le fait de dépasser la puissance nominale de l'onduleur (surcharge) augmente la charge thermique de l'onduleur. Les onduleurs sont capables de fonctionner en état de surcharge pendant une courte période, mais sont programmés pour s'arrêter après cette période définie afin d'éviter des dégâts.

La décision de surdimensionner le champ photovoltaïque doit se fonder sur trois facteurs :

1. **courbe d'efficacité de l'onduleur** : de combien augmente l'efficacité de conversion lorsque le fonctionnement est déplacée vers charge partielle?
2. **distribution de l'isolation solaire** : qu'elle est la plage de sortie photovoltaïque et à quelle fréquence certaines conditions de radiation vont-elles se produire ? La seconde partie de la question détermine de combien le champ photovoltaïque peut être surdimensionné et à quelle fréquence l'onduleur va s'arrêter.
3. **coefficients de température des modules** : la température des modules influence la tension et la sortie de puissance du champ photovoltaïque.

2.7. Fiche technique de l'onduleur

Fiches techniques d'un onduleur



Données techniques	Sunny Boy 1200	Sunny Boy 1700
Entrée (DC)		
Puissance DC Max. (@ $\cos \varphi = 1$)	1320 W	1850 W
Tension DC max.	400 V	400 V
Plage de tension MPP	100 V – 320 V	147 V – 320 V
Tension nominale DC	120 V	180 V
Tension DC min. / tension de démarrage	100 V / 120 V	139 V / 180 V
Courant d'entrée max. / par branche	12,6 A / 12,6 A	12,6 A / 12,6 A
Nombre de trackers MPP / branches par tracker MPP	1 / 2	1 / 2
Sortie (AC)		
Puissance nominale AC (@ 230 V, 50 Hz)	1200 W	1550 W
Puissance apparente AC max.	1200 VA	1700 VA
Tension nominale AC ; plage	220, 230, 240 V ; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V ; 180 V – 265 V
Fréquence de réseau AC ; plage	50, 60 Hz ; $\pm 4,5$ Hz	50, 60 Hz ; $\pm 4,5$ Hz
Courant de sortie max.	6,1 A	8,6 A
Facteur de puissance ($\cos \varphi$)	1	1
Conducteurs de phase / phases de connexion	1 / 1	1 / 1
Rendement		
Rendement max. / Euro-eta	92,1 % / 90,9 %	93,5 % / 91,8 %

Source : SMA

Fiches techniques d'un onduleur

Dispositifs de protection

Protection d'inversion de polarité DC	●	●
Interrupteur - sectionneur ESS	●	●
Protection contre court-circuit AC	●	●
Contrôle de défaillance de la mise à terre	●	●
Contrôle du réseau (SMA Grid Guard)	●	●
Galvaniquement isolé / unité de contrôle du courant pour tous les pôles sensibles aux défaillances	●/-	●/-
Classe de protection / catégorie de surtension	I / III	I / III

Données générales

Dimensions (L / H / P) en mm	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214
Poids	23 kg	25 kg
Plage de températures de fonctionnement	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C
Émission de bruit (typique)	≤ 41 dB(A)	≤ 46 dB(A)
Consommation interne (nuit)	< 0,1 W	< 0,1 W
Topologie	Transformateur BF	Transformateur BF
Méthode de refroidissement	Convection	Convection
Classification électronique / zone de raccordement (selon IEC 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Catégorie climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H

Fonctionnalités

Connexion DC : SUNCLIX	●	●
Connexion AC : barrette de raccordement / connecteur / terminal de type branche	-/●/-	-/●/-
Affichage : texte / graphique	●/-	●/-
Interfaces : RS485 / Bluetooth	○/○	○/○
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 / 25 ans	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○

Source: SMA

www.renac.de

La fiche technique de l'onduleur décrit l'onduleur en énumérant tous ses paramètres pertinents. Les paramètres électriques sont nécessaires lors de la sélection des onduleurs et du calibrage du système ; les paramètres mécaniques tels que le poids doivent être pris en compte lors de l'installation de l'onduleur et la fiche technique énumère également des caractéristiques supplémentaires telles que les connexions de données et les dispositifs de protection.

Certains fabricants déclarent que seule la version en ligne de la fiche technique sur leur site internet est à jour ; il s'agit pour eux d'éviter des réclamations consécutives à l'utilisation de fiches techniques qui ne sont pas à jour.

La fiche technique décrit l'entrée du côté du CC qui est utile au calibrage du système et aux calculs du rendement. Dans l'exemple dans la diapositive, l'onduleur a un suiveur MPP qui est capable de supporter deux chaînes.

Les paramètres CA décrivent la/les tension(s) de sortie qui doivent être adaptés à la tension du réseau public. En outre, la tension de sortie est donnée en puissance réelle (W) et en puissance apparente (VA). Dans l'exemple, toutes deux sont identiques car l'onduleur n'est pas capable de fournir une puissance réactive (facteur de puissance constant, $\cos \phi = 1$).

L'onduleur peut être utilisé dans un système ayant une fréquence réseau de 50 Hz et 60 Hz.

L'efficacité maximale de l'onduleur ainsi que l'efficacité telle que définit par Euro-eta est donnée.

Les fiches techniques décrivent aussi les dispositifs de protection de l'onduleur.

Pour la sélection et l'installation de l'onduleur, les données générales telles que les dimensions, le poids, la plage de température de fonctionnement, la catégorie climatique et le concept de refroidissement sont important.

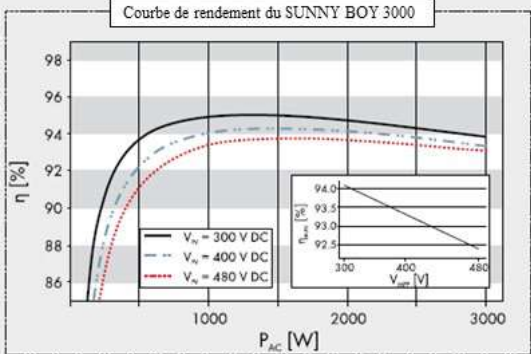


Fiches techniques d'un onduleur

* Ne s'applique qu'aux variantes IT, ** Ne s'applique pas à toutes les dérogations nationales de l'EN 50438

Fonctionnalités standards	Fonctionnalités optionnelles	non disponible	Données en conditions nominales
Référence	SB 1200	SB 1700	

Courbe de rendement du SUNNY BOY 3000



Accessoires



Interface RS485 de type 485PB-NR



Bluetooth Piggy Back BTPBINV-NR



Mise à terre « positive » ESHV-P-NR



Mise à terre « négative » ESHV-P-NR

Source: SMA

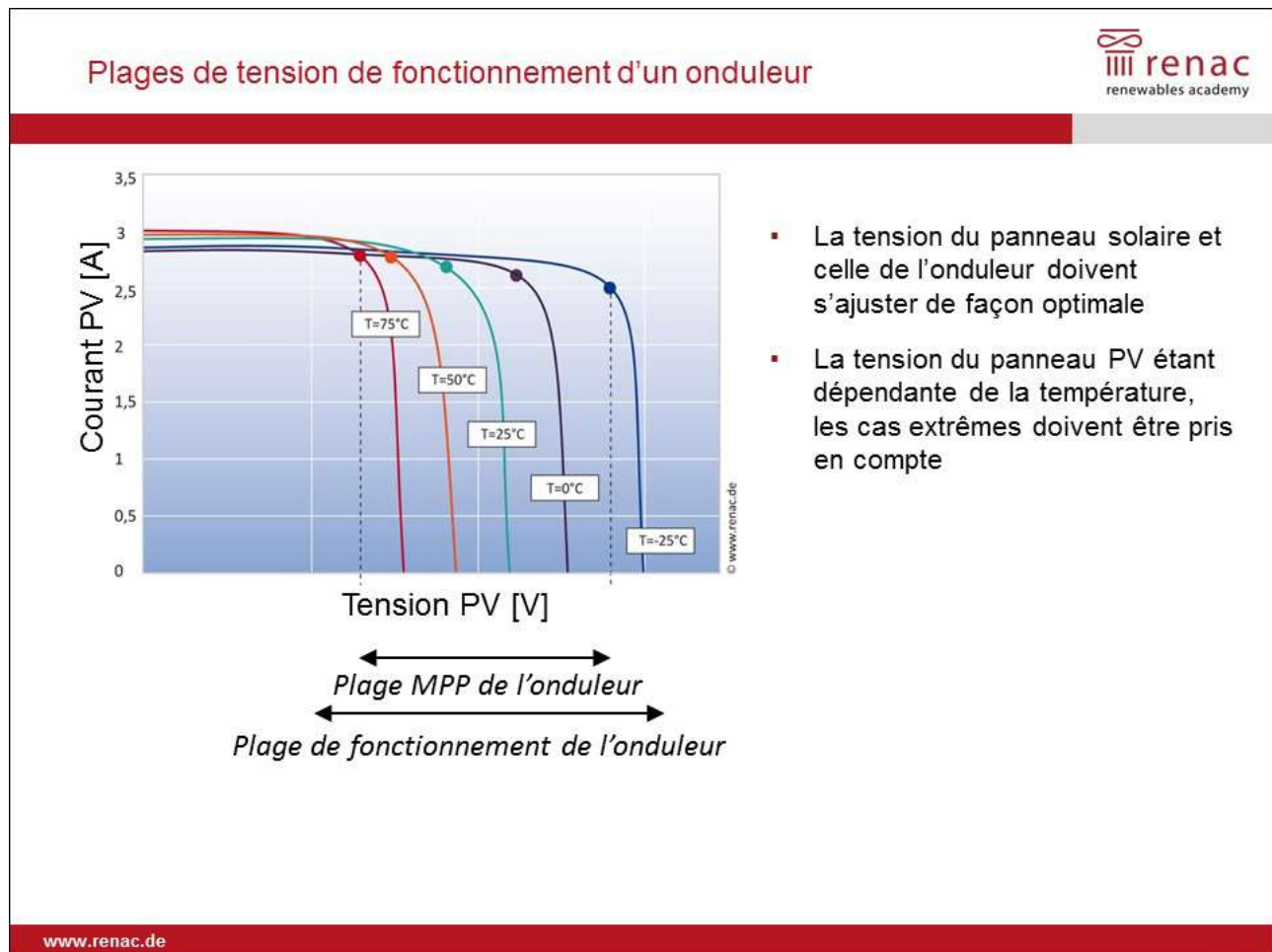
www.renac.de

En plus de l'efficacité de l'onduleur est donnée dans la liste, les fiches techniques peuvent aussi contenir les courbes d'efficacité de l'onduleur. Dans ce cas, la courbe d'efficacité est affichée pour différentes tensions d'entrée en CC.

Le diagramme montre qu'en fonction de la tension d'entrée en CC, l'efficacité peut varier d'environ 2 % à certains modes de fonctionnement. Le petit diagramme montre l'efficacité Euro contre la tension MPP. C'est la plus élevée à basses tensions.

Étant donné que les onduleurs sont sélectionnés dans une gamme de produits existants mais que l'entrée en CC est déterminée par la taille du champ photovoltaïque, une adaptation idéale 1:1 de l'onduleur et du champ est rare.

2.8. Tension d'entrée en CC



La température a un effet négligeable sur le courant photovoltaïque, mais elle affecte la tension photovoltaïque et donc aussi la puissance de sortie.

Comme le montre les courbes I-V dans le diagramme, la tension photovoltaïque baisse au fur et à mesure qu'augmentent les températures.

En raison de l'effet sur la tension, les scénarios de température la plus extrême doivent être pris en compte lors du choix de l'onduleur.

Pour ce qui est des basses tensions, deux paramètres doivent être pris en compte : la tension CC minimale, est la plus basse tension à laquelle l'onduleur est capable de fonctionner. La tension de départ, est la valeur à laquelle l'onduleur commence à fonctionner, ex. : le matin ou après une déconnexion en raison d'une panne sur le réseau. La tension minimale est inférieure à la tension de départ.

En plus d'une baisse de tension due à la température, la dégradation des modules et leur tolérance de tension doivent être prises en compte. En outre, la tension minimale d'entrée est liée à la tension du

réseau. L'alimentation doit être possible même à la tension réseau la plus élevée autorisée (ex. 230 V + 10 %).²²

Pour ce qui est des hautes tensions, la température ambiante la plus faible doit être prise en compte.

Le diagramme montre deux plages de l'onduleur : la plage de fonctionnement et la plage MPP. En général, l'onduleur doit être en mesure de fonctionner dans sa plage MPP, afin de faire en sorte que le champ fournit sa puissance maximale possible. Cependant, l'onduleur ayant une plus grande efficacité mais qui n'atteint pas le MPP dans toutes les conditions peut produire un rendement supérieur à celui d'un onduleur ayant une moindre efficacité qui fonctionne toujours dans sa plage MPP.²³

Si la tension MPP du champ chute en-deçà de la tension d'entrée de l'onduleur, le système continue à fonctionner à la tension d'entrée minimale, qui est supérieure à l'actuelle tension MPP du champ. Ceci entraîne une perte d'énergie.

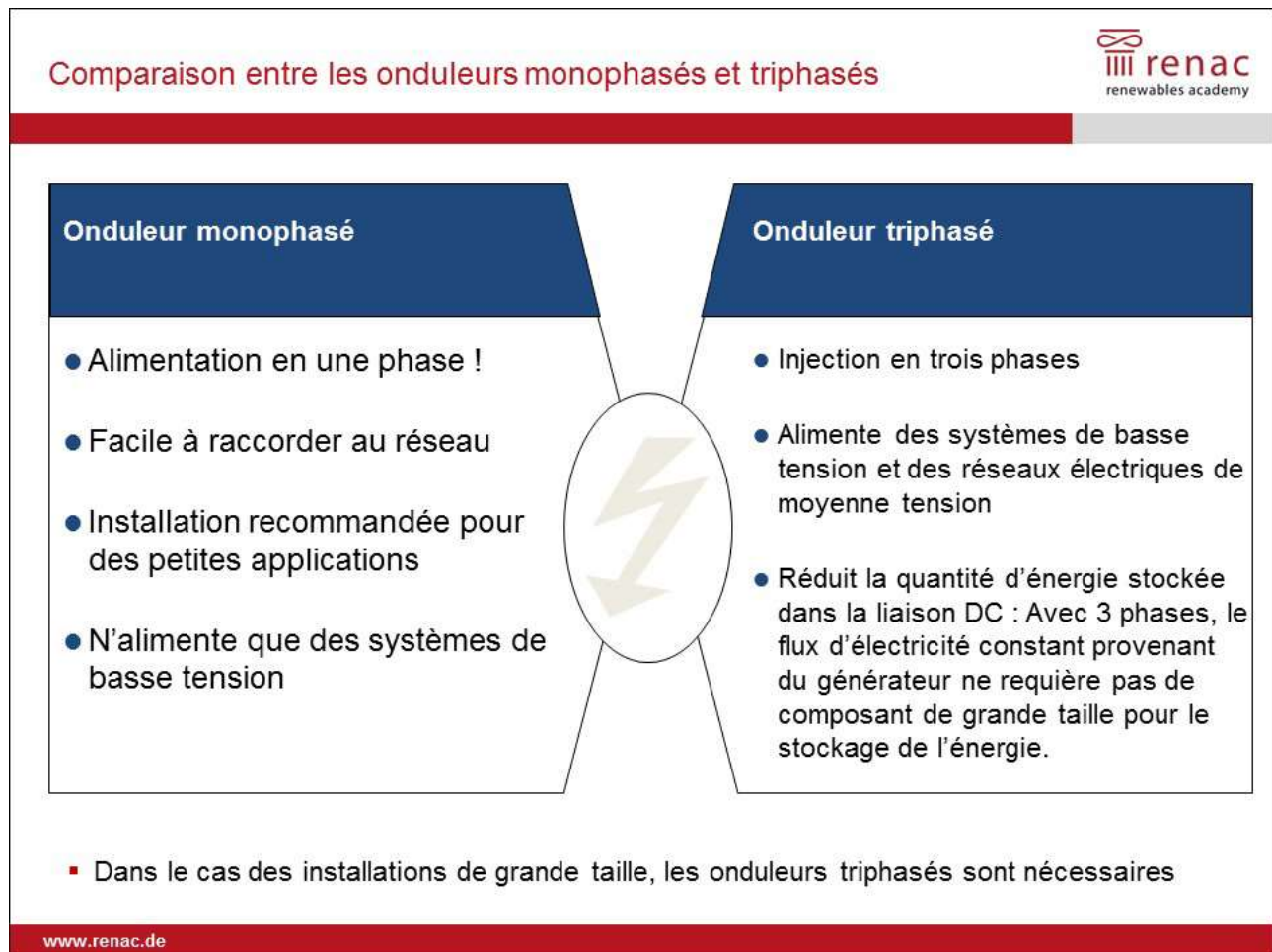
Si la tension du circuit ouvert du champ chute en deçà de la tension de démarrage, par exemple, en raison des températures élevées de midi, l'onduleur ne sera pas en mesure de se reconnecter en cas de perturbations. Ceci va entraîner une baisse significative de la puissance de sortie. Par conséquent, dans tous les cas, la tension du circuit ouvert du champ photovoltaïque doit être supérieure à la tension de démarrage de l'onduleur.

Le dépassement de la plage de tension MPP de l'onduleur ne représente pas une menace pour l'onduleur. Par contre, les tensions au-dessus de la plage de fonctionnement peuvent provoquer des dégâts.

²² Conception des centrales photovoltaïques optimisées en vue d'une efficacité économique, SMA Technical information

²³ Conception des centrales photovoltaïques optimisées en vue d'une efficacité économique, SMA Technical information

2.9. Comparaison des topologies d'onduleurs



Les onduleurs monophasé produisent un signal à une phase qui alimente soit un réseau monophasé, soit une phase d'un système à trois phases.

Par conséquent, ils sont de conception plus simple que ceux d'onduleurs triphasés. En outre, le raccordement au réseau est plus facile d'abord parce que moins de raccordements sont nécessaires et ensuite parce que les configurations monophasées sont utilisées dans les systèmes basse tension et pour des applications plus petites.

Les onduleurs triphasés sont utilisés pour des plus grandes applications et peuvent aussi utiliser des niveaux de tension supérieurs. Ils s'alimentent naturellement dans un système électrique triphasé. Des installations à grande échelle utilisent généralement des onduleurs triphasés.

Un avantage des configurations triphasées est que la triphase fournit un flux d'énergie total constant. Par conséquent, les besoins en stockage d'énergie concernant le condensateur de liaison CC sont réduits.

Comparaison entre les onduleurs avec ou sans transformateur

Onduleurs sans transformateur:

La tension du réseau PV doit être légèrement supérieure à la valeur de crête de la tension du réseau si des onduleurs DC-DC n'ont pas été mis en place afin d'augmenter la tension

- ▶ Rendement élevé
- ▶ Poids et taille inférieurs
- ▶ Pour les onduleurs de branche et de module : réduction de l'installation en DC

- ▶ Équipement de protection nécessaire : Disjoncteur DC à courant de défaut de terre
- ▶ Les parties sous tension doivent être protégées
- ▶ Interférences électromagnétiques plus élevées

Avec transformateur :

- Les tension d'entrée et de sortie sont électriquement isolées : Nécessaire pour les technologies à film fin.
- Courant chez les onduleurs centraux
- Courant chez les onduleurs de chaîne et de module

- ▶ Sécurité, basse tension possible du côté DC
- ▶ Longue durée de vie
- ▶ Réduction des interférences électromagnétiques

- ▶ Pertes dues au transformateur
- ▶ Poids et taille supérieurs

www.renac.de

Les technologies d'onduleur actuellement disponibles ont un transformateur intégré pour les unes et pas pour les autres, c'est-à-dire avec ou sans isolation galvanique. Les onduleurs sans transformateurs sont de plus petite taille et plus légers. En outre, ils ont des efficacités supérieures par rapport aux onduleurs à transformateur, en raison de l'absence de pertes dues au transformateur qui sont de l'ordre de 1 à 2%.

Les convertisseurs CC/CC dans les onduleurs sans transformateur annulent les avantages de la perte. Sans les convertisseurs CC/CC, le champ photovoltaïque doit directement fournir un niveau de tension qui est au-dessus de la tension du réseau afin d'alimenter le réseau en électricité.

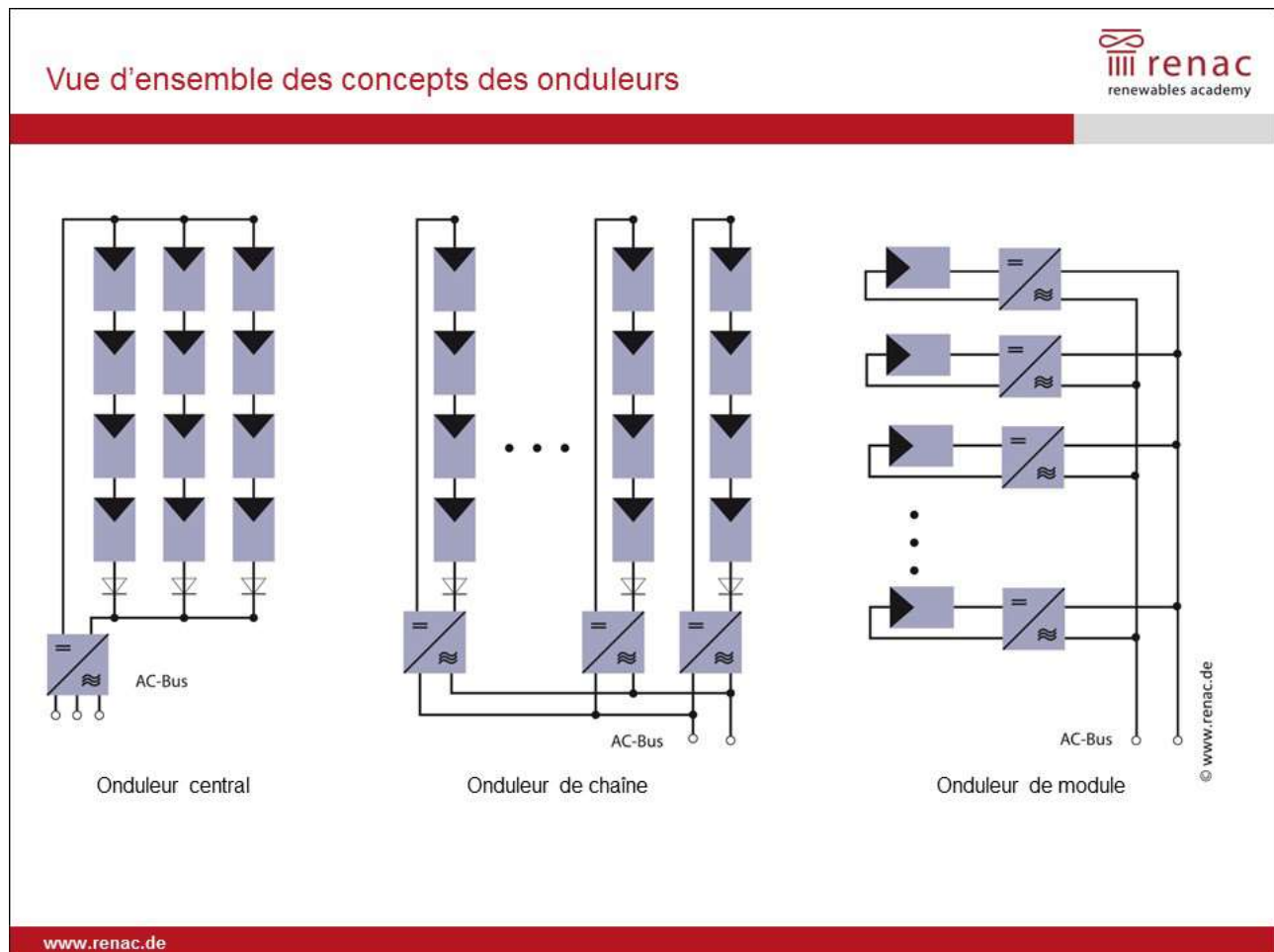
Il n'y a pas de séparation galvanique entre les côtés CC et CA dans les onduleurs sans transformateurs. Cela signifie qu'il y a un chemin direct de conduction de courant de l'entrée jusqu'à la sortie. Pour cette raison, des mesures de protection supplémentaires telles que les dispositifs de courant résiduel (RCD) sont nécessaires.

En raison du chemin de conduction direct, les onduleurs sans transformateur ont un impact électromagnétique plus important sur l'environnement.

Une plus grande interférence électromagnétique est produite par l'électronique interne ; elle est susceptible de donner du bruit à d'autres composants électroniques. Pour cette raison, les onduleurs doivent être mis à la terre pour réduire ces effets. L'interférence électromagnétique est moins importante en présence de l'isolation galvanique.

Les onduleurs à transformateur supportent des tensions CC moins importantes, car le transformateur augmente la tension jusqu'au niveau d'alimentation, ce qui augmente la sécurité côté CC. Les onduleurs à transformateur durent plus longtemps, leur poids et leur taille sont plus importants et le transformateur cause des pertes supplémentaires.

2.10. Concepts d'onduleur



Il existe différents concepts d'onduleur en fonction de la taille, de l'emplacement et de la connexion dans le système :

- Les onduleurs centraux recueillent la puissance en courant continu de plusieurs chaînes à travers une barre omnibus pour courant continu et fournit une puissance CA à un seul emplacement. Ils ont la plus grande puissance nominale par comparaison à d'autres concepts.
- Les onduleurs à chaîne convertissent la puissance CC d'une chaîne et s'alimentent dans une barre omnibus pour courant alternatif. En comparaison aux onduleurs centraux, le nombre d'onduleurs chaîne est supérieur dans un système de taille égale.
- Les onduleurs à module fournissent directement la puissance CA à l'arrière du module.

Chacune de ces configurations a ses avantages et ses défauts ; la sélection d'un concept d'onduleur dépend non seulement de la taille du système, mais aussi d'aspects supplémentaires et des exigences du système. Plus l'onduleur est proche du module, moins le câblage CC est long. En outre, moins il y a de modules connectés par onduleur, plus le point de puissance maximum peut être suivi individuellement et mieux les effets d'ombrage, la contamination et le défaut d'adaptation du module peuvent être réduits au minimum.

D'autre part, un nombre moins important de grands onduleurs peut être une solution économique car les prix au kW baissent en général proportionnellement à l'augmentation de la sortie de puissance.²⁴

Les optimiseurs de puissance – une technologie relativement nouvelle – effectuent le suivi de la puissance maximale au niveau du module. Comme leur sortie reste CC, les optimiseurs de puissance peuvent être inclus dans tous les concepts d'onduleur et sur l'augmentation moyenne de la puissance de sortie entre 12 et 15 %.²⁵

Les onduleurs du module peuvent aussi être appelés micro onduleurs. Ils sont plus onéreux que d'autres concepts, mais sont capables d'augmenter la puissance de sortie de jusqu'à 25 %. Avec les optimiseurs de puissance, ils sont connus sous le nom d'*électronique de puissance niveau module* (MLPE). Le MLPE permet l'installation de systèmes photovoltaïques à des endroits qui seraient non indiqués sans MLPE en raison, par exemple, à d'importantes conditions d'ombrage. Le marché des MLPE devrait plus que tripler entre 2014 et 2018 et un nombre croissant de fournisseurs fournissent des équipements MLPE.²⁶

²⁴ String vs. Central Inverters for Commercial Applications, Verena Sheldon, James Worden, Mark Edmunds, SolarPor Issue 2.1, Dec/Jan 2009

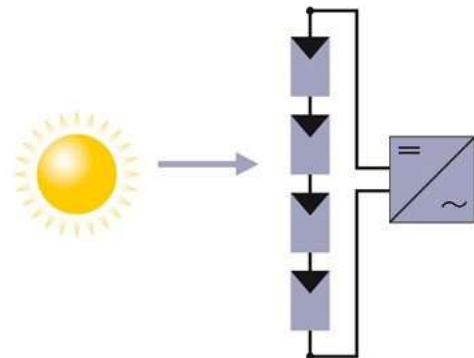
²⁵ Kleine Helfer im String – Interview avec J. Nell – Photovoltaik 12/2013

²⁶ Solar Microinverter and Power Optimizer Market to Break \$1 Billion Barrier in 2018 – Communiqué de presse d'IHS , 09/2014

Onduleur de chaîne

Caractéristiques :

- Chaque onduleur fonctionne à son propre point de puissance maximale (MPP), un MPP pour chaque chaîne
- Des conditions différentes (par ex. irradiation, orientation, température, ombrage) pour différents générateurs partiels sont acceptables
- Hautes tensions et courants inférieurs à 10A
- Pas d'armoire de raccordement du générateur
- Câbles courts
- Conception de générateur simple
- Courant MPP similaire pour tous les modules requis => Placer les modules semblables sur une même chaîne



Les systèmes photovoltaïques avec onduleurs à chaîne sont de conception modulaire. Les onduleurs à chaîne sont connectés à une seule chaîne et ont en général une puissance nominale inférieure à 10 kW. L'onduleur peut être proche de la chaîne afin de réduire au minimum les longueurs du câble CC. Les lignes CC peuvent avoir un plus diamètre plus important et peuvent donc être plus chères et plus difficiles à poser. Comparativement aux concepts d'onduleur central, les pertes totales sur la ligne peuvent être semblables.²⁷ En raison de la proximité à la chaîne, il est souvent nécessaire d'installer l'onduleur à l'extérieur, c'est-à-dire sur les murs, les poteaux, ou sur les structures de fixation des modules, etc.

Lorsque vous utilisez des onduleurs à chaîne de type à module, l'orientation et le pas ainsi que l'ombrage, et les températures peuvent varier entre les chaînes. Comme un MPP est suivi par chaîne, un type de module doit être utilisé par chaîne et les conditions dans la chaîne doivent être aussi semblables que possible afin d'éviter des pertes dues aux défauts d'adaptation.

L'architecture décentralisée des onduleurs à chaîne augmente les besoins en contrôle et en communication. Pour ce qui est de la redondance et du remplacement des onduleurs, le concept d'onduleur à chaîne est avantageux car en cas de pannes, seule une chaîne est perdue et son remplacement est simple et peu coûteux.

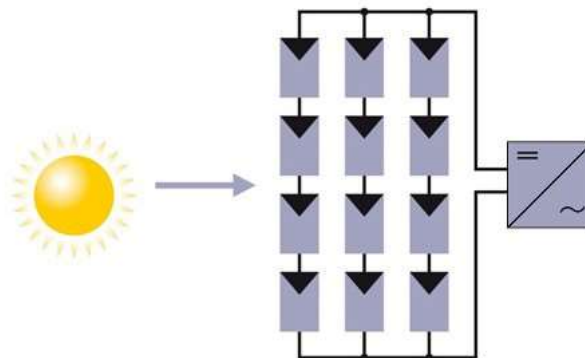
²⁷ Avantages des architectures décentralisées et centrales dans les champs solaires – Advanced Energy -2013

Dans les plus petits systèmes inférieurs à 350 kW, les onduleurs à chaîne ont un avantage au niveau du coût.²⁸ On peut obtenir des tailles de grands systèmes en utilisant plusieurs onduleurs à chaîne qui sont connectés sur le côté CA.

Onduleur central basse tension

Caractéristiques :

- Uniquement quelques modules par chaîne
- L'ombrage a moins d'influence
- Des courants élevés impliquent des diamètres de câble plus larges
- Basses tensions possibles (VDC < 120 V)
- Applicable aux modules ayant une plus grande marge de fonctionnement
- Possibilité d'utiliser ce concept pour les modules à film fin



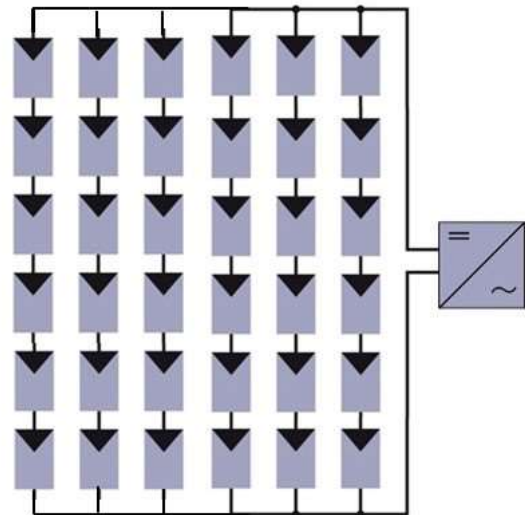
© www.renac.de

²⁸ Avantages des architectures décentralisées et centrales dans les champs solaires – Advanced Energy -2013

Onduleur central

Caractéristiques :

- Système de plus grande dimension
- Installation centrale
- Armoire de raccordement du générateur
- Avantage : conception flexible du panneau solaire (configuration en parallèle et/ou en série)
- Un courant MPP similaire pour tous les modules d'une même branche est requis
- Une tension MPP similaire pour toutes les branches est requise
- Relativement adapté aux réseaux PV partiellement et/ou occasionnellement ombragés



© www.renac.de

www.renac.de

Un onduleur central connecte des chaînes multiples et convertit l'entrée CC à un seul endroit. La puissance nominale des onduleurs centraux commence dans la plage kW faible. En termes d'investissement, les onduleurs centraux sont la solution la plus économique en raison de leur bas prix au kW. Cependant, l'investissement initial ne doit pas être le seul critère lorsque l'on sélectionne un concept d'onduleur.

Les onduleurs centraux nécessitent un câblage CC plus long entre les modules et l'onduleur que les onduleurs à chaîne. Le transport des onduleurs centraux peut être onéreux et complexe – les grands onduleurs centraux pèsent plus de 1 t -, ce qui complique particulièrement la tâche lorsque l'accès au site est limitée. En raison de leur poids, les onduleurs centraux doivent être installés sur une fondation en béton. Comparativement à un grand nombre d'onduleurs à chaîne, la surveillance du système est plus facile.

Comme il n'y a pas de redondance, les pannes des onduleurs centraux entraînent une perte totale d'énergie.

L'entretien des onduleurs centraux, d'autre part, est moins complexe étant donné qu'il y a moins de composants à entretenir.

À moins que l'onduleur central ait de multiples entrées CC avec un suivi individuel de MPP, le MPP de l'ensemble du champ photovoltaïque est suivi, ce qui n'est l'idéal lorsqu'on veut maximiser la sortie des modules individuels. Par conséquent, les conditions du module (ex.: orientation, température et ombrage)

doivent être aussi semblables que possible sur chaque endroit dans le champ et les modules doivent être du même type afin d'éviter les pertes liées aux pertes dues aux défauts d'adaptation.

Au lieu de suivre le MPP de tout le champ, les onduleurs CC/CC qui suivent le MPP des chaînes individuelles peuvent être utilisés. Dans ce cas, une barre omnibus pour courant continu à tension constant connecte les onduleurs CC/CC et l'onduleur central. En outre, les optimisateurs de puissance peuvent être directement appliqués aux modules.

Pour améliorer l'efficacité à charge partielle, un concept maître /esclave peut être utilisé. Au lieu d'utiliser un seul onduleur avec une grande puissance nominale, de multiples onduleurs plus petits fonctionnent en parallèle. Le concept maître/esclave est fréquent chez les grands onduleurs (> 20 kW), mais a été élargi aux puissances nominales en-deçà de 5 kW. Dans le fonctionnement maître/esclave, l'onduleur maître fonctionnent comme onduleur unique jusqu'à ce qu'il ait atteint de sa puissance limite. Lorsque la puissance augmente, les onduleurs esclaves sont activés.

Onduleur de chaîne vs. onduleur central : Installation			
Onduleur de chaîne		Onduleur central	
	Installation		Installation
+	Conception flexible : onduleur monophasé et triphasé	+	Onduleur triphasé, conception fixe
+	Effets d'ombrage faciles à minimiser	-	Ombres difficiles à minimiser
+	1 onduleur : Installation rapide (derrière les modules) Pas de station de transmission	-	Station de transmission
-	Des centaines d'onduleurs: installation complexe Coûts d'installation supérieurs	+	Coûts d'installation inférieurs
+	Prix des onduleurs inférieurs grâce au grand volume de production	-	Prix des onduleurs supérieurs dus au faible volume de production
+	Contrôle des chaînes inclus	-	Contrôle des branches additionnel
+	Aucun boîtier de raccordement additionnel nécessaire	-	Boîtier de raccordement additionnel
?	Faibles pertes en DC (en fonction de la section des câbles)	?	Pertes en DC plus importantes (en fonction de la section des câbles)
?	De nombreux trackers MPP	?	Seulement quelques trackers MPP

Onduleur de chaîne vs. onduleur central : Installation

	Onduleur de chaîne
	Fonctionnement
+	Maintenance et permutation faciles des onduleurs
+	Pas de contrat de garantie nécessaire avec le fabricant de l'onduleur
?	Défaillances : Si un onduleur tombe, une petite partie du réseau de panneaux PV est concernée, mais la probabilité d'une défaillance est plus élevée

	Onduleur central
	Fonctionnement
-	Maintenance et permutation des onduleurs plus complexes
-	Contrat de garantie avec le fabricant de l'onduleur nécessaire
?	Défaillances : Si un onduleur tombe, une grande partie des panneaux PV est concernée, mais la probabilité d'une défaillance est très faible

Les tableaux ci-dessus résument les avantages et les inconvénients des configurations à chaîne et centraux d'onduleurs.

Les onduleurs à chaîne favorisent une conception flexible : de systèmes plus grands peuvent être constitué de manière modulaire. Quant à eux, les systèmes à onduleur central nécessitent que l'ensemble du système soit canalisé par un point unique (l'onduleur central) avant qu'ils ne puissent être raccordés au réseau public.

L'installation d'onduleurs à chaîne est plus complexe car il y a plus de composants impliqués, tandis que l'effort d'installation d'un grand onduleur unique est moindre.

Les onduleurs à chaîne fournissent déjà la surveillance de la chaîne, laquelle doit être ajoutée lorsque l'on utilise des onduleurs centraux.

Les pertes CC dans les concepts centraux sont plus élevées comparativement aux onduleurs à chaîne et se font avec les câbles CC, alors que l'essentiel du câblage dans un concept d'onduleur à chaîne est un câblage CA. Lorsque vous utilisez des concepts à chaîne, un plus grand nombre de suiveurs MPP sont impliqués. Par conséquent, les effets d'ombrage sont faciles à réduire au minimum lorsque vous utilisez les onduleurs à chaîne, car ils sont capables de suivre le MPP de la chaîne et éviter des pertes dues aux défauts d'adaptation entre les chaînes.

Plusieurs concepteurs préfèrent installer les onduleurs à chaîne même pour de grandes installations en raison de leur redondance et la facilité d'entretien. S'il y a un défaut dans la chaîne, seule cette chaîne arrête de fonctionner tandis que le reste de l'installation continue à fonctionner. En outre, les onduleurs à chaîne de secours peuvent facilement être conservés en stock, afin que le remplacement d'onduleurs défectueux se fasse plus facilement. Le dispositif défectueux peut être renvoyé au fabricant pour réparation tandis que le système continue de fonctionner à plein régime.

Avec les onduleurs centraux, une grande partie du système arrête de générer de l'électricité si une panne d'onduleur survient. Les pannes sont moins fréquentes, mais l'entretien et l'échange de composants est plus complexe et vorace en temps. Par conséquent, un contrat de garantie avec le fabricant de l'onduleur est nécessaire.

2.11. Conformité du réseau

Vue d'ensemble des problématiques de conformité du réseau

- Capacité de charge des équipements du réseau
- Variations de tension dans un réseau stable
- Perturbations potentielles du réseau causées par la centrale solaire
- Comportement des centrales solaires en cas de perturbations du réseau

Afin d'assurer, pour les centrales PV, une exploitation techniquement sécurisée, sans perturbation et en soutien du réseau, les aspects suivants et les questions s'y rapportant doivent être pris en compte:

- La capacité de charge des équipements réseau :
 - Le segment du réseau est-il capable d'absorber la puissance électrique de la centrale PV à tout moment ?
- Variations de tension dans un réseau non perturbé :
 - La variation de tension due à la centrale PV se trouve-t-elle dans des limites définies ?
 - Comment peut-elle être limitée ?
- Perturbations potentielles du réseau causées par la centrale PV :
 - Quels types de perturbations peuvent être provoquées par un système PV ?
 - Quelles sont les limites acceptables ?
- Comportement des centrales PV en cas de perturbation du réseau :
 - En cas de perturbation du réseau, de quelles fonctionnalités actives et automatiques de contrôle le système PV doit-il disposer afin de soutenir le réseau ou éviter d'autres effets négatifs ?

Il est important de comprendre que l'évaluation de la connectivité et de la compatibilité d'une centrale PV (surtout pour les plus importantes) avec un réseau électrique dépend fortement de l'aménagement, des conditions et des caractéristiques du segment du réseau sur lequel la centrale est installée. Cela dépend également de l'implantation, de la capacité ainsi que des paramètres électriques de la centrale PV elle-même.

Par conséquent, une analyse générale de la connectivité et de la compatibilité des centrales PV n'est pas possible. La connectivité et la compatibilité doivent être évaluées individuellement par les exploitants du réseau local.

Une bonne référence à propos de ces questions est la "Directive technique allemande : Raccordement et exploitation de centrales de production au réseau de moyenne tension"²⁹. Cette directive technique est disponible gratuitement en anglais. Elle peut être télécharger sur [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_engl.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_engl.pdf).

²⁹ BDEW. (2008). *Technical Guideline: Generating plants connected to the medium-voltage network (Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network)*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Capacité de charge des équipements du réseau

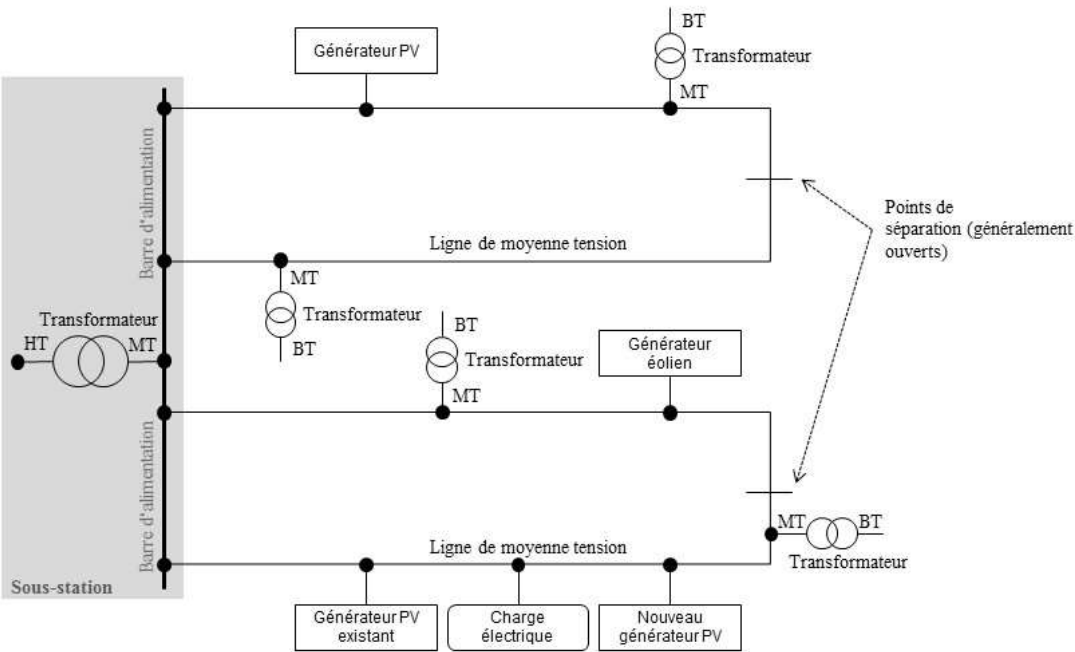
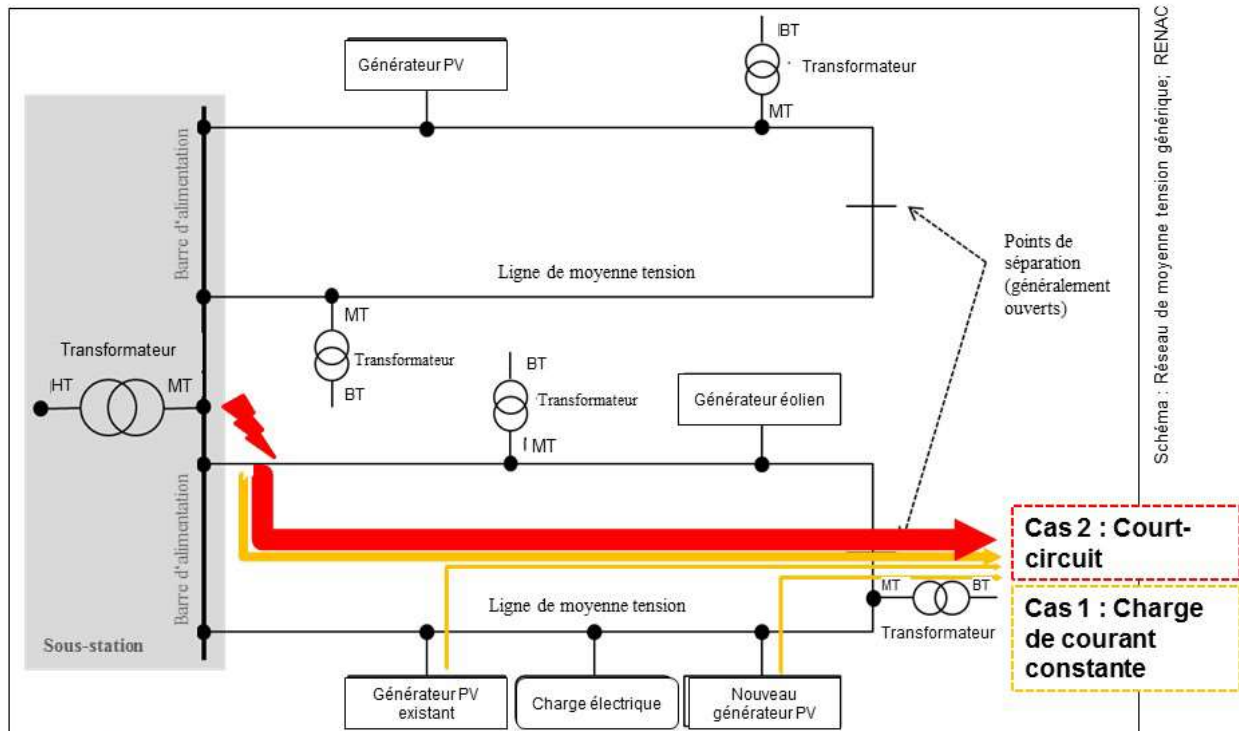


Schéma : RENAC

Capacité de charge des équipements du réseau



L'une des questions essentielles devant être résolue, lors de la connexion au réseau d'une centrale PV, est de savoir si les équipements de ce dernier peuvent absorber la charge supplémentaire. Les équipements du réseau incluent les lignes électriques, les transformateurs et d'autres équipements.

Le schéma illustre un réseau de moyenne tension très simple. Il est constitué de deux boucles de moyenne tension, connectées à la sous-station située à gauche du schéma. Cette sous-station fait le lien entre le réseau de moyenne tension (MT) et un réseau de haute tension (HT). Dans les boucles supérieures et inférieures, des transformateurs relient les réseaux de basse tension (BT) aux réseaux MT respectifs.

L'évaluation de la capacité de charge doit être réalisée par rapport au segment du réseau auquel la centrale PV sera raccordée. (Sur le schéma, la nouvelle centrale PV serait raccordée à la deuxième boucle, située en bas.)

Une telle évaluation examine si le nouveau générateur peut parvenir à augmenter suffisamment la charge des équipements du réseau au point de l'endommager ou de le détruire. Dans le cas des équipements réseau comme les lignes électriques et les transformateurs, le courant électrique est la cause principale de contraintes thermiques et - dans le cas de courts-circuits - de contraintes mécaniques.

Il existe deux états de fonctionnement causant la circulation du courant électrique : la charge constante de courant et la charge en cas de court-circuit.

La charge constante de courant provient de tous les générateurs connectés à la ligne de moyenne tension. Dans ce cas, il est assumé que tous les générateurs injectent leur puissance apparente maximale en même temps. Les lignes électriques, les transformateurs et autres équipements ont des limites de charge constante de courant ne devant pas être dépassées lorsque la puissance maximale de tous les générateurs est injectée.

En cas de court-circuit, les équipements du réseaux seront soumis à des courants très élevés jusqu'au déclenchement des dispositifs de protection contre la surintensité. Bien que ce phénomène ne se déroule qu'en quelques dixièmes de seconde, les contraintes thermiques et mécaniques peuvent être très importantes. Les équipements de réseau sont conçus pour résister à de telles intensités de courant, mais, bien entendu, uniquement dans certaines limites physiques. Dans la plupart des cas, les courts-circuits les plus élevés auront lieu au niveau de la barre d'alimentation de la sous-station, cette dernière faisant le lien entre les niveaux de moyenne et de haute tension.

Bien qu'un système PV puisse théoriquement injecté un courant de court-circuit, dans la majeure partie des cas il sera beaucoup plus faible que celui des courts-circuits ayant lieu au niveau de la barre d'alimentation de la sous-station. Par conséquent, en prenant comme référence le pire des cas, la Directive allemande de moyenne tension assume, par exemple, que pour les systèmes PV seule la charge de courant nominale (= charge constante de courant) au point de connexion doit être ajoutée au court-circuit le plus élevé potentiellement généré par d'autres équipements tels que la barre d'alimentation de la sous-station.

2.12. Méthodes obligatoires de gestion du réseau

Méthodes obligatoires de gestion du réseau



- Contrôle de la puissance active par fréquence (BT & MT)
- Contrôle de la puissance réactive par points prédéfinis (BT & MT)
- Limitation de la puissance active sur demande (BT & MT)
- Support dynamique du réseau – Alimentation sans panne (MT)

www.renac.de

Les onduleurs solaires contrôlent les paramètres du réseau public et doivent être déconnectés du réseau en cas de problèmes ou de défaillances de celui-ci ou encore en cas de maintenance des lignes. S'il n'y a qu'une faible quantité d'énergie générée et distribuée par des sources locales, cela ne représente pas un problème pour le réseau.

Les centrales PV, qu'elles soient petites ou grandes, peuvent généralement être considérées comme des sources locales. Les centrales énergétiques conventionnelles peuvent être assimilées à de grandes centrales énergétiques, fournissant toute la région en électricité. S'il existe une grande part d'électricité injectée localement dans le réseau électrique, alors ces centrales électriques doivent être incluses dans la gestion du réseau, par exemple à travers le contrôle de la puissance active et réactive.

Les grands parcs de panneaux solaires peuvent être contrôlés par l'exploitant du réseau, ce dernier pouvant demander certains changements dans la puissance de sortie de la centrale, par ex. lorsque la production de puissance réactive est nécessaire. Cette situation est relativement courante en Allemagne, où la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau électrique est importante.

Les onduleurs solaires supervisent les paramètres du réseau public et doivent être déconnectés du réseau en cas de défaillance, de problème ou en cas d'intervention sur les lignes. Dans le passé, en Allemagne, la majorité des onduleurs devait se déconnecter du réseau à 50,2 Hz afin de réduire la fréquence. Tant que la capacité de production de l'énergie solaire restait relativement faible, cette règle ne supposait aucun problème. Mais lorsque la capacité de production de l'énergie solaire a atteint l'ordre du Gigawatt, l'arrêt soudain de centaines de milliers d'onduleurs à 50,2 Hz pouvait conduire à une diminution de fréquence telle que celle-ci passait sous un niveau acceptable, conduisant à des pannes d'électricité.

En Allemagne, cette situation était souvent nommée le problème des 50,2 Hz. Afin d'éviter cette situation, les conditions de raccordement au réseau ont été revues et le seuil d'arrêt augmenté à 51,5 Hz pour tous les onduleurs avec une capacité installée supérieure à 10 kWp. Aujourd'hui, les onduleurs doivent également réduire progressivement leur puissance active de sortie avant de s'arrêter complètement.

Il existe d'autres méthodes de gestion du réseau, en fonction du niveau de tension auquel une centrale PV alimentera le réseau en électricité. Elles sont définies dans les conditions de raccordement au réseau, ces dernières pouvant varier si une centrale d'énergie renouvelable décentralisée alimente le réseau de basse tension (BT), de moyenne tension (MT) ou de haute tension (HT). D'importantes clauses incluses dans ces conditions de raccordement au réseau font référence au contrôle automatique de la puissance active en fonction de la fréquence prédominante, au contrôle de la puissance réactive en fonction de points prédéfinis, à la limitation de la puissance active par commande à distance et au fault ride-through (L'alimentation sans panne). Ces clauses seront abordées à continuation.

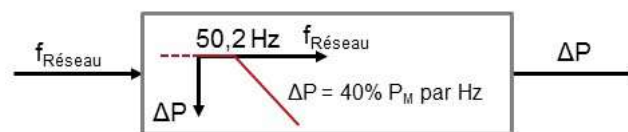
Source:

Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, BDEW, 2008

Exigences, certificats et standards de réseau

Contrôle de la puissance active par fréquence

- Service auxiliaire de contrôle de fréquence → Fonction de statisme
 - BT → Diminution à 50,2 Hz
 - MT → Diminution à 50,2 Hz, permet d'augmenter la puissance de sortie pour > 50,05 Hz



$f_{\text{Réseau}}$	Mesure
$\leq 47,5 \text{ Hz}$	Déconnexion
$47,5 \text{ Hz} \leq f_{\text{Réseau}} \leq 50,2 \text{ Hz}$	-
$50,2 \text{ Hz} \leq f_{\text{Réseau}} \leq 51,5 \text{ Hz}$	$\Delta P = 20P_M \frac{50,2 \text{ Hz} - f_{\text{Réseau}}}{50 \text{ Hz}}$
$\geq 51,5 \text{ Hz}$	Déconnexion

 P_M : Puissance générée ΔP : Diminution de puissance $f_{\text{Réseau}}$: Fréquence du système

La principale mesure de stabilisation de la fréquence du réseau est le contrôle de la puissance active de sortie d'une centrale électrique. Lorsque la fréquence augmente, la puissance active de sortie d'une centrale solaire doit être diminuée. Dans les situations extrêmes de sur-fréquence ou de sous-fréquence, l'onduleur doit s'arrêter complètement.

Dans les centrales solaires, le contrôle de la puissance active peut facilement être réalisé en forçant le point de fonctionnement de l'onduleur à s'éloigner du point de puissance maximale. Ce faisant, il est possible d'adapter la puissance active de sortie graduellement. Grâce à cette possibilité technique, les centrales solaires peuvent répondre aux exigences des conditions allemandes de raccordement au réseau, selon lesquelles la puissance active de sortie doit être réduite avec un gradient de 40 % par Hertz lorsque la fréquence atteint des niveaux supérieurs à 50,2 Hz. La diminution graduelle est n'effectuée que jusqu'à 51,5 Hz, après quoi l'onduleur doit être arrêté complètement.

Le générateur peut rétablir sa puissance de sortie normale uniquement lorsque la fréquence repasse sous les 50,05 Hz. La diminution de puissance est normalement effectuée automatiquement afin de réduire le temps de réaction. Mais il existe également la possibilité de contrôler la puissance active par signalisation, sur demande de l'exploitant du réseau. L'onduleur doit également être arrêté si la fréquence passe sous les 47,5 Hz.

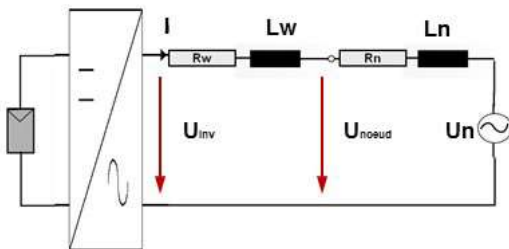
Cet exemple est tiré de réglementations appliquées en Allemagne. Les autres pays peuvent avoir des limites et des paramètres différents, mais le principe de réduction automatique de la puissance active en fonction de la fréquence prédominante tout comme le contrôle de la puissance active de sortie par signalisation devraient être appliqués partout afin d'assurer la stabilité du réseau. Aujourd'hui, les onduleurs dernier cri peuvent être programmés facilement afin de respecter les conditions spécifiques à chaque pays.

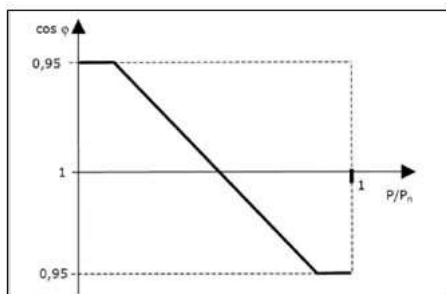
Sources:

- Parc solaire en Jordanie : Exemple de centrale et de conception de système pour systèmes PV raccordés au réseau, RENAC, 2014
- Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, BDEW, 2008

Soutien statique du réseau par contrôle de la puissance réactive de l'onduleur



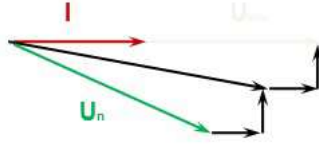




Objectif : Maintenir stable la tension du réseau

- En modifiant le facteur de puissance de l'onduleur, la tension passe en inductif et est compensée partiellement par l'impédance réactive
→ $(U_{inv} - U_n)$ diminue
- L'alimentation dynamique en puissance réactive dépend de la tension ou de la puissance du réseau
- Les onduleurs PV doivent être surdimensionnés → coûts supplémentaires, mais inférieurs à ceux d'autres formes d'alimentation en puissance réactive
- Les centrales solaires peuvent fournir des services auxiliaires précieux

$\cos \phi = 1$



$\cos \phi = 0.7$



www.renac.de

Les fabricants d'appareils électriques conçoivent leurs produits pour qu'ils fonctionnent à une tension nominale spécifique, afin d'atteindre des performances élevées et de respecter les normes de sécurité. Dans le but de parvenir à une tension stable au niveau des terminaux des consommateurs, la tension de tous les nœuds d'un système électrique doit être maintenue dans des limites bien définies. La principale mesure de maintien de la stabilité de la tension est l'apport de puissance réactive, qui est une fonctionnalité caractéristique des onduleurs solaires modernes. Dans les circuits de courant alternatif, la puissance réactive est causée par la présence d'inducteurs ou de condensateurs. Les inducteurs ou les condensateurs génèrent un déphasage entre les courbes sinusoïdales de courant et de tension.

Si le courant suit la tension, la charge se comporte comme un inducteur ou est "sous-excité" (par ex. les moteurs électriques, les transformateurs ou les lignes électriques soumis à une forte charge). Si la tension suit le courant, la charge se comporte comme un condensateur ou est "surexcité" (c'est le cas si, par exemple, les lignes électriques sont soumises à une faible charge). Le déphasage est indiqué par l'angle de différence de phase ϕ (phi).

Si un déphasage est appliqué, le produit de la tension et du courant (c.-à-d. la puissance) oscille entre des valeurs positives et négatives. Cela signifie qu'une certaine fraction de la puissance oscille d'avant en arrière. Cette soi-disant puissance réactive n'est pas capable de réaliser de travail et met le réseau électrique à rude épreuve. Les pertes ohmiques dans les lignes électriques sont également causées par la puissance réactive (provoquant des courants plus élevés), ce qui signifie qu'une puissance réactive additionnelle provoque également des pertes résistives. En d'autres termes, si la puissance réactive est compensée, ces pertes ohmiques peuvent être réduites. La puissance réactive capacitive peut compenser la puissance réactive inductive et vice versa. Dans la plupart des cas et particulièrement pour un réseau de moyenne tension (auquel sont souvent connectés de nombreux moteurs électriques générant de la puissance réactive inductive), de la puissance réactive capacitive doit être fournie afin de compenser, au moins partiellement, cet effet.³⁰

La diapositive illustre un schéma de contrôle basé sur le ratio entre la puissance instantanée et la puissance nominale, comme requis en Allemagne. Lorsque la puissance de sortie est faible, $\cos \phi$ vaut 0,95 (surexcité), à 50 % de la puissance nominale il n'est produit que de la puissance active ($\cos \phi = 1$) et près de la puissance nominale, $\cos \phi$ vaut 0,95 (sous-excité).

Ces aptitudes impliquent que l'onduleur solaire soit surdimensionné car il a besoin d'une petite partie de sa puissance pour décaler le courant et la tension, c.-à-d. pour fournir de la puissance réactive. Bien que ce surdimensionnement représente des coûts supplémentaires, ils restent inférieurs à ceux d'autres formes de production de puissance réactive.

³⁰ Heuck, K., Dettmann, K.-D., & Schulz, D. (2010). Elektrische Energieversorgung. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag.

2.13. Perturbations sur le réseau

Éviter des perturbations sur le réseau



Si une centrale solaire photovoltaïque n'est pas conforme aux conditions de raccordement au réseau, cela pourrait provoquer des perturbations sur le réseau :

- Variations soudaines de tension
- Harmoniques et inter-harmoniques
- Télécommande centralisée par fréquence audio
- Papillotement de longue durée

www.renac.de

Dans le cadre de la production publique d'électricité, c'est la rotation mécanique des centrales électriques conventionnelles, comme les turbines hydrauliques ou à vapeur, qui génère une onde sinusoïdale lisse et presque parfaite sur le réseau.

L'exploitation d'une centrale solaire peut provoquer certaines perturbations sur le réseau, ces dernières doivent donc être maintenues dans des limites acceptables. Ces perturbations potentielles sont³¹:

- Variations soudaines de tension
- Harmoniques et inter-harmoniques
- Télécommande centralisée à fréquences audio
- Papillotement de longue durée

³¹ BDEW. (2008). Technical Guideline: Generating plants connected to the medium-voltage network (Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network). Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Les opérations de commutation sur un générateur provoquent des variations de tension. Afin de pouvoir contrôler la tension, il est important que le taux de variation de la tension n'excède pas certaines limites, ou en d'autres termes, les variations brusques de tension doivent être évitées. La Directive allemande de moyenne tension définit comme étant admissible un taux de variation de tension de 2 %, si l'opération de commutation n'est pas effectuée plus d'une fois toutes les 3 minutes.

Les harmoniques et les inter-harmoniques sont des courants de recouvrement qui interfèrent avec le courant sinusoïdal. Harmonique signifie que la fréquence de l'oscillation de recouvrement est un entier multiple de la fréquence du réseau. Les inter-harmoniques ne sont donc pas des entiers. Avec la part croissante des dispositifs électroniques connectés au réseau électrique, la forme d'onde se dévie de plus en plus de sa forme originale³². Ces dispositifs électroniques sont des appareils électriques équipés de redresseurs (par ex. les ordinateurs) mais aussi des onduleurs, très utilisés dans les centrales solaires et éoliennes. Aujourd'hui, l'électronique des onduleurs est capable de fournir une onde sinusoïdale tellement lisse que son effet en est devenu négligeable.

La télécommande centralisée à fréquences audio est une technique qui envoie des signaux triphasés en forme de séquences d'impulsions vers le réseau. Ces signaux sont envoyés par l'exploitant du réseau afin de commuter certaines charges (par ex. l'éclairage public). En Allemagne, cette technique est également utilisée pour activer la restriction de l'injection de puissance à partir des générateurs PV, si le maintien de la stabilité du réseau requière l'arrêt partiel ou complet de ce type d'équipement sur un segment particulier du réseau.

Le signal est transmis à travers les lignes électriques elles-mêmes. Si le contrôle par fréquence audio est utilisé dans le réseau en question, il faut s'assurer que la centrale solaire ne provoque pas de tension parasite pouvant déformer le signal. Des solutions techniques pour ce problème, comme les supprimeurs de fréquences audio, sont disponibles.

Le papillotement longue durée est actuellement considéré, par la Directive allemande de moyenne tension, comme étant négligeable dans le cas de l'énergie solaire et ne sera donc pas décrit plus en détails.

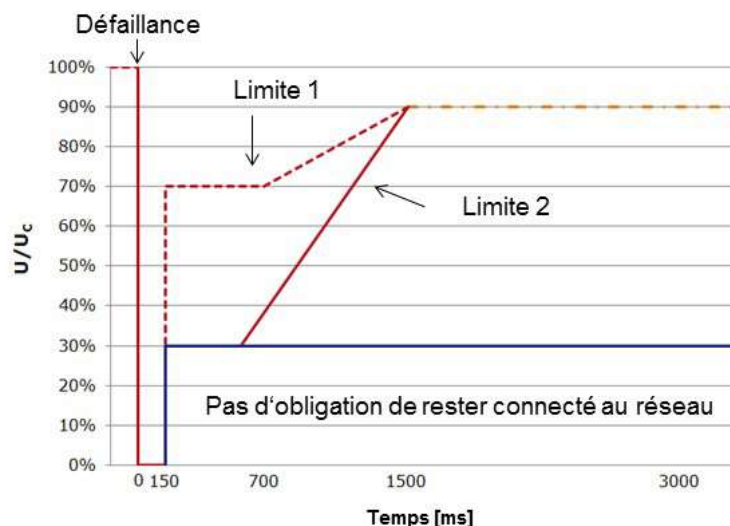
³² Heuck, K., Dettmann, K.-D., & Schulz, D. (2010). Elektrische Energieversorgung. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag.

Soutien dynamique du réseau – Alimentation sans panne



- Une chute de tension a lieu ...
 - Si la **capacité de génération est déconnectée** du réseau, ou
 - Si les **lignes de transmission sont interrompues** ou qu'un **court-circuit** déconnecte des éléments du système
- Durant les chutes de tension sur un réseau de haute tension, les centrales d'énergie renouvelable et conventionnelle doivent
 - **Rester connectées** durant la défaillance
 - **Maintenir la tension** en fournissant de la puissance réactive pendant la défaillance
 - Consommer la même puissance réactive après le dépannage
- Les conditions de transmission réglementent les détails techniques

Soutien dynamique du réseau – Alimentation sans panne



- Pas de déconnexion durant 150 ms pendant une chute de tension à 0 % de U_c .
- Les creux de tension au-dessus de la limite 2 doivent être surmontés.

Selon Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“

L'une des formes dynamiques de support du réseau est le fault ride-through (L'alimentation sans panne). Jusqu'en 2011, en Allemagne, les systèmes photovoltaïques devaient s'arrêter immédiatement en cas de chute de tension importante et soudaine. La raison pour laquelle cette solution fut adoptée était pour éviter l'îlotage. L'îlotage est dangereux car les ouvriers réalisant des maintenances sur la ligne peuvent ne pas se rendre compte qu'un circuit reste sous tension.

Cependant, avec la connexion de plus en plus d'unités de production d'énergie renouvelable, l'arrêt simultané de toutes ces unités en cas de perturbation généralisée sur le réseau est devenu inacceptable. Par conséquent en 2003, les exploitants du réseau allemand furent les premiers à inclure l'alimentation sans panne, particulièrement dans le cas des turbines éoliennes, ces exigences ayant été élargies aux centrales solaires en 2011.

L'alimentation sans panne décrit la capacité des centrales d'énergie renouvelable à rester connectées au réseau pendant une période de temps spécifique en cas de chutes de tension. Le schéma présente les caractéristiques de l'alimentation sans panne et la manière dont elle doit être appliquée selon la Directive allemande de moyenne tension.

La ligne rouge définit la panne la plus sérieuse à laquelle les générateurs doivent résister : ils doivent être capables de résister à un incident de 0,5 seconde pendant lequel la tension chute de 30 % et ne revient à 90 % de sa valeur nominale qu'au bout de 1,5 seconde, après la perturbation.

Les générateurs sont autorisés à se déconnecter si la chute de tension passe sous la ligne rouge. Dans tous les cas, les générateurs ne peuvent pas se déconnecter pendant 150 ms si la tension chute à 0 %. De plus, durant ces période de basse tension, les générateurs doivent alimenter le réseau en puissance réactive afin de soutenir la restauration de l'état de fonctionnement normal du réseau.³³

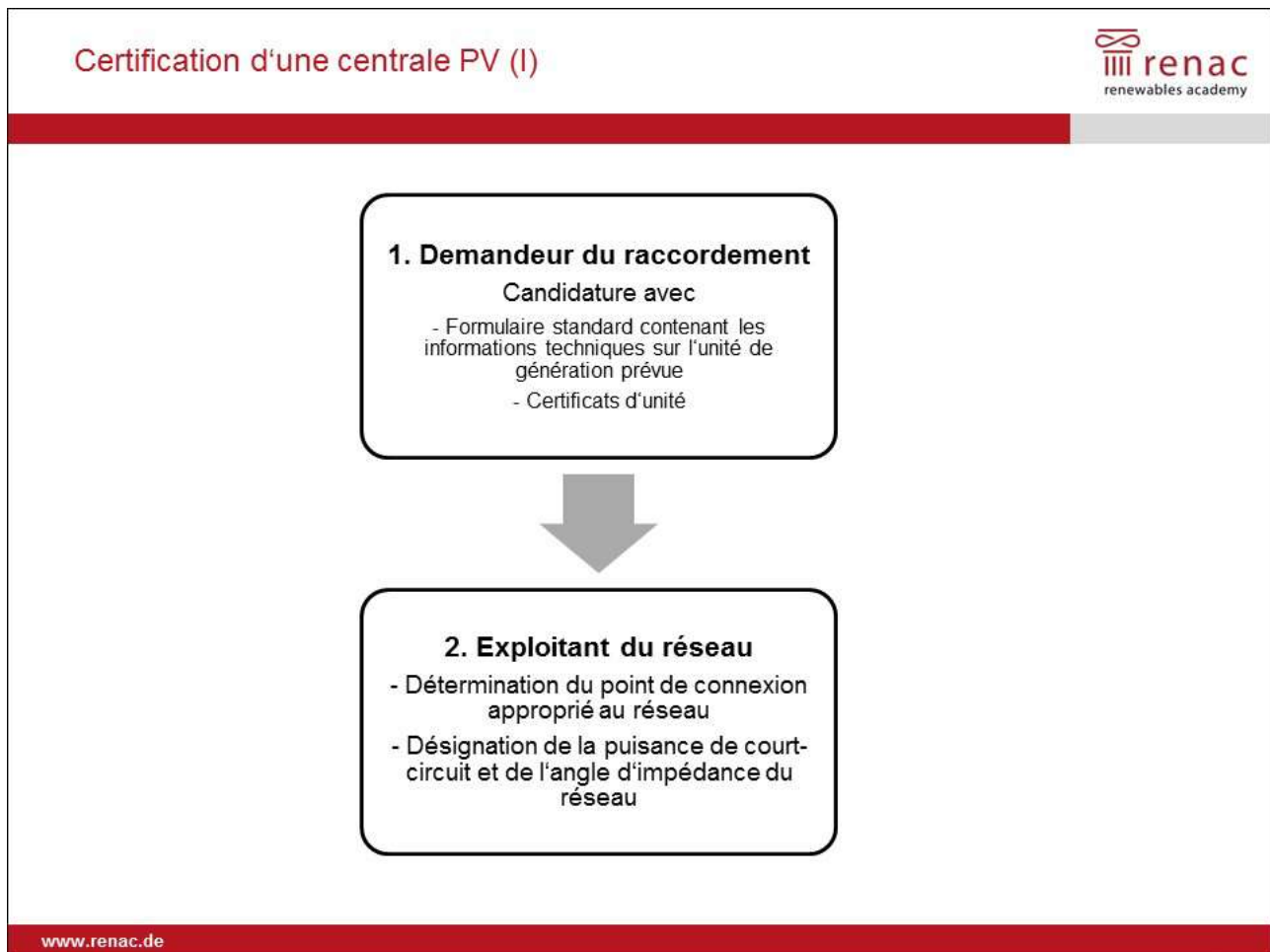
Aujourd'hui, la majorité des onduleurs solaires sont conformes aux exigences de résistance aux épisodes de basse tension. Généralement, l'adaptation aux limites spécifiques de certains réseaux ou d'autres pays, est facilement réalisable.

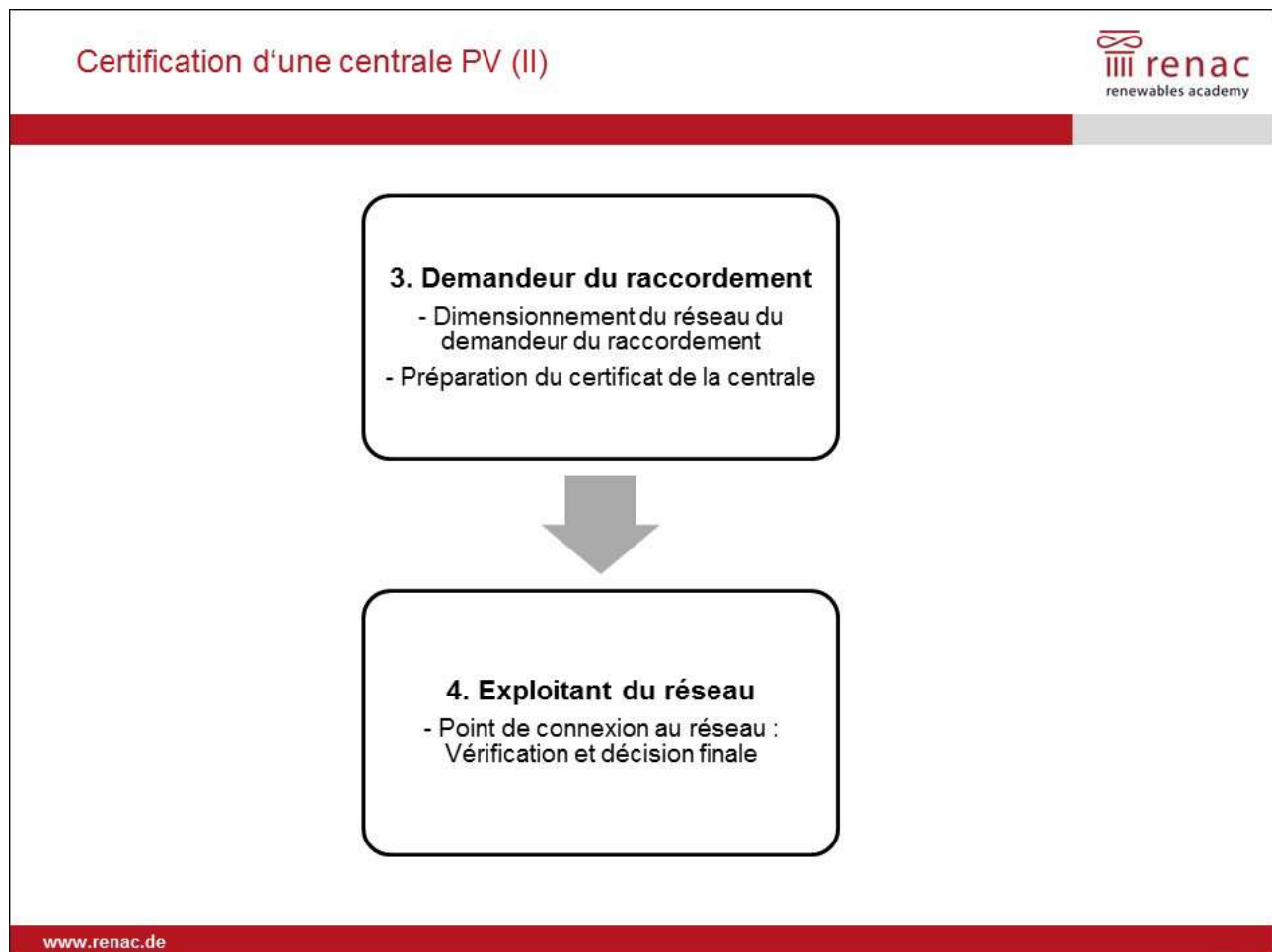
Sources:

- Parc solaire en Jordanie : Exemple de centrale et de conception de système pour systèmes PV raccordés au réseau, RENAC, 2014 (Jens) (Photovoltaic based energy farming in Jordan: Sample plant and system design for grid-connected PV systems, RENAC, 2014 (Jens))
- Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, BDEW, 2008

³³ BDEW. (2008). Technical Guideline: Generating plants connected to the medium-voltage network (Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network). Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

2.14. Documentation nécessaire au raccordement au réseau





La conformité des unités de génération par rapport à la Directive allemande de moyenne tension doit être certifiée par un certificat spécifique au type de l'unité. En d'autres termes, pour les applications PV raccordées au réseau, chaque type d'onduleur doit avoir son propre certificat d'unité. Ce certificat est délivré par un institut de test accrédité. Le certificat est accompagné d'un modèle de simulation permettant l'évaluation du comportement de l'onduleur en cas de perturbation.³⁴

En Allemagne, une centrale doit fournir un certificat dès que la puissance apparente totale d'un générateur dépasse 1 MVA ou dès que la ligne reliant la centrale solaire au point de raccordement au réseau mesure plus de 2 km.³⁵

Le schéma décrit le processus de connexion et montre à quelles étapes les certificats de centrale et d'unité doivent être fournis.

³⁴ SMA. (2013, March 18). BDEW-Mittelspannungsrichtlinie. Retrieved from <http://www.sma.de/loesungen/pv-netzintegration/bdew-mittelspannungsrichtlinie.html>

³⁵ BDEW. (2008). Technical Guideline: Generating plants connected to the medium-voltage network (Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network). Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Certification des onduleurs

IEC / EN

- IEC 62109-1:2010; IEC 62109-1
 - Précise les exigences de sécurité.
 - Les parties 2 et 3 doivent être lues conjointement avec la partie 1
- EN 60529: type de protection IP 21...63
- 61727:2004: IEC s'applique aux installations PV raccordées au réseau public fonctionnant en parallèle au réseau
- 62116:2008: procédure de test des mesures de prévention de l'îlotage pour les onduleurs PV
- 61000-6-1: standards génériques sur la compatibilité électromagnétique (CEM)

Organisme de Certification

Types d'onduleurs

Conditions de test

signature

CERTIFICATE of Conformity 

Certificate No.: XK 69240818 0001
Test Report No.: 28211093 001

Certificate Holder: Fronius International GmbH
Güter Froniusstrasse 1,
A-4600 Mels-Thalheim,
Austria

Manufacturer: Fronius International GmbH
Fronius Strasse 1,
A-4642 Gattledt,
Austria

Product: Photovoltaic (PV) grid-tie inverter
Fronius 10 Plus V inverter family

Identification: Type designation:
a) Fronius 10 PLUS 34V-1 b) Fronius 10 PLUS 35V-1
c) Fronius 10 PLUS 34V-1 d) Fronius 10 PLUS 35V-1
e) Fronius 10 PLUS 35V-1 f) Fronius 10 PLUS 35V-1
g) Fronius 10 PLUS 35V-1 h) Fronius 10 PLUS 35V-1
i) Fronius 10 PLUS 35V-1 j) Fronius 10 PLUS 35V-1
Max. DC input voltage: 600V
Operating DC input voltage: 230-600V
Max. DC input current (A): a) 33,8 b) 34,2 c) 34,6
d) 34,6 e) 34,6 f) 34,6 g) 34,6 h) 34,6 i) 34,6
j) 34,6
Nominal AC output power (W): a) 3000 b) 3500 c) 4000
d) 4500 e) 5000 f) 5500 g) 6000 h) 6500 i) 7000
j) 7500
Max. AC output current (A): a) 13,0 b) 15,2 c) 17,4
d) 19,6 e) 21,8 f) 24,0 g) 26,2 h) 28,4 i) 30,6
j) 32,8 (3 phase) l) 14,5 (3 phase) m) 17,4 (3 phase)
Nominal voltage: 230V, 50Hz/60Hz, 400/230V, 50Hz (2-3p)
Trademark: Fronius

Tested according to: IEC 62109-1:2010
IEC 61727:2004
IEC 62116:2008

This certificate refers to the above mentioned product. This is to certify that the test sample is in conformity with the requirements stated above. This certificate does not imply assessment of the serial-production of the product and does not permit the use of a TÜV Rheinland mark of conformity.

Date of issue: Budapest, 2011-05-13

 Certification Body
Dabor Katalin

TÜV Rheinland InterCert Kft. - Product Certification Body - 467139 Budapest, Váci út 45A/B - www.tuv.rh

Source: Fronius International GmbH, avec aimable autorisation

Documentation nécessaire au raccordement au réseau (I)



- Certificat d'unité spécifique au projet et modèle analytique
- Dessin d'ensemble du parc solaire (schéma unifilaire)
- Dessin d'ensemble du système de contrôle du parc solaire

Documentation nécessaire au raccordement au réseau (II)



- Concept de protection (« protection contre le découplage du réseau »)
- Concept de contrôle pour l'approvisionnement en puissance réactive et active
- Certificats et déclarations de conformité pour les équipements d'exploitation

Source: D. Rosenwirth, TÜV

www.renac.de

Documentation nécessaire au raccordement au réseau (III)



- Schémas des circuits des centrales de moyenne tension
- Données techniques concernant l'installation des câbles, les transformateurs et les équipements d'exploitation (dispositifs de commutation, régulateurs ou correction dynamique du facteur de puissance)
- Formulaire de demande d'informations (exploitant du parc solaire / exploitant du réseau)

Source: D. Rosenwirth, TÜV

www.renac.de

Afin d'obtenir une connexion au réseau, certains documents doivent être soumis à l'exploitant du réseau pour que le plan de raccordement puisse être évalué et que l'exploitant du réseau puisse préparer une offre de connexion. Ces documents incluent :

- Plan du site : il doit montrer l'emplacement de la centrale, y compris les rues autour de celle-ci. Les limites du site doivent être spécifiées, tout comme l'emplacement des unités de génération et les possibilités de raccordement.
- Les fiches techniques présentant les spécifications techniques des dispositifs, y compris celles de la centrale de génération, doivent également inclure les certificats disponibles des onduleurs.
- En outre, le schéma du circuit doit être fourni. Il doit contenir toutes les installations électriques, les fiches techniques des équipements, l'information sur les lignes de moyenne tension du propriétaire de la centrale, les dispositifs de commutation, la longueur des câbles, les équipements de protection, etc.
- Les données concernant le transformateur comme la capacité nominale, la tension d'impédance relative et le taux de transformation.

- L'information à propos du courant de court-circuit de la centrale solaire au point de connexion avec l'exploitant du réseau
- Vérification des propriétés électriques : interactions avec le réseau, puissance d'alimentation, comportement de la centrale lors de son raccordement au réseau, contribution du courant de court-circuit, puissance active de sortie, soutien dynamique du réseau, fonctionnement en puissance réactive dans des conditions normales d'exploitation du réseau, propriétés des équipements de déconnexion et conditions de connexion.

Sources:

- Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, BDEW (2008)
- Technical Conditions for Connection to the Medium-Voltage Network , BDEW (2008)

Certificat pour onduleur solaire en Allemagne



F.2 Einheiten-Zertifikat							
LOGO Zertifizierungsstelle Akreditiert nach EN 45011 – ISO / IEC Guide 65	LOGO						
Einheiten-Zertifikat	Nr: 2009-n Unterzeichnete Kopie No. 1						
Hersteller:							
Typ Erzeugungseinheit:							
Technische Daten:	<table border="1"> <tr> <td>Nennleistung:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Bemessungsspannung:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Nennfrequenz:</td> <td></td> </tr> </table>	Nennleistung:		Bemessungsspannung:		Nennfrequenz:	
Nennleistung:							
Bemessungsspannung:							
Nennfrequenz:							
Netzanschlussregel:	BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008						
Mitgeltende Normen/Richtlinien:	DIN EN 61400-21; FGW-Richtlinie TR 3						
Die oben bezeichnete Erzeugungseinheit erfüllt die Anforderungen der BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe Juni 2008. Der Hersteller hat die Zertifizierung seines Qualitätsmanagementsystems nach ISO 9001 nachgewiesen.							
Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben:							
• technische Daten der Erzeugungseinheit, der eingesetzten Hilfsrichtungen und der verwendeten Softwareversion; • den schematischen Aufbau der Erzeugungseinheit; • zusammen gefasste Angaben zu den Eigenschaften der Erzeugungseinheit.							
Ort, Datum: (TT.MM.JJJJ)							
							
Dieses Zertifikat darf nicht in Ausschritten verwendet werden. LOGO Zertifizierungsstelle, Adresse, e-mail							

- L'exploitant du réseau exige un certificat pour les onduleurs solaires garantissant leur conformité au « Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz » (Directive technique pour le raccordement de centrales de production aux réseaux de moyenne tension)
- Réglementation sur la stabilité statique du 01/07/2010
- Réglementation sur la stabilité transitoire (alimentation sans panne) du 01/01/2011

www.renac.de

Les onduleurs solaires raccordés au réseau en Allemagne doivent être conformes aux conditions techniques pour le raccordement au réseau de moyenne tension du BDEW (BDEW Technical conditions for connection to the medium-voltage network) qui incluent le contrôle et les communications du générateur, le contrôle de la fréquence, le soutien réactif dynamique, le soutien dynamique du réseau et la certification. Les générateurs doivent offrir un contrôle sur place ou à distance de la sortie du générateur et une plateforme de communications vers les équipements électriques. Les onduleurs doivent fournir un contrôle de la fréquence, un facteur de puissance variable afin de contrôler les hausses de tension, un courant réactif durant les chutes de tension et le maintien de l'alimentation au cours des épisodes de basse tension afin d'empêcher la déconnexion pendant les perturbations du système.

Afin de démontrer leur conformité, les onduleurs doivent se soumettre à un processus de certification basé sur des tests définis et des modèles de simulation. Le certificat est également appelé certificat d'unité afin d'être différencié du certificat de centrale qui fait référence à une centrale électrique complète et non à l'onduleur lui-même. Le certificat du DAR (Conseil allemand d'accréditation) ci-dessus est un exemple de certificat d'unité. Ce certificat confirme que l'onduleur respecte les exigences du " Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz" (Directive technique pour le raccordement des centrales de production au réseau de moyenne tension) qui inclut la réglementation sur la stabilité statique du 01/07/2010 et la réglementation sur la stabilité transitoire (L'alimentation sans panne) du 01/01/2011.

Source: Technical Conditions for Connection to the medium-voltage network , BDEW (2008)

Standards de réseau



- Régule les paramètres sur U, F et l'îlotage
 - International : IEC 61727 ou EN 50438
 - USA : UL 1741
 - Allemagne : VDE 016-1-1/A1 et VDE-AR-N 4105
 - Royaume-Uni : G83/1-1
 - ...

www.renac.de

2.15. Transformateurs

Transformateurs

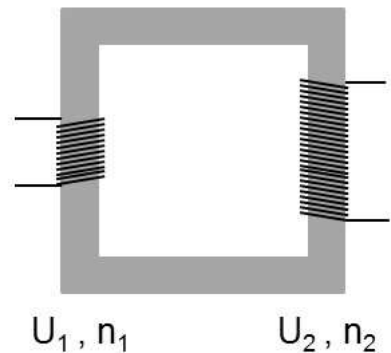
- Définitions:

- Premier enroulement – la tension est appliquée
Second enroulement – la tension est induite

OU

- Premier enroulement – câblage à haute tension
Second enroulement – la tension est induite

-> Dans le cas d'un transformateur élévateur pour PV, ces définitions se contredisent !



$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{n_2}{n_1} \quad (\text{transformateur idéal})$$

- Rapport de tours (rapport du nombre de tours d'enroulement): $\frac{n_2}{n_1}$

Formule de la
force
électromotrice

Transformateurs

- Doit inclure les protections suivantes
 - Utilisation en extérieur
 - Sous-sol
 - Interrupteur d'alimentation BT
 - Alimentation électrique
 - Récupération de l'huile (si nécessaire)
 - Protection contre les substances chimiquement actives



Photo: A. Tiedemann

Types de transformateurs (I)

- **Construction :**

- Transformateurs sur socle
- Transformateurs en intérieur
- Transformateurs en enclos



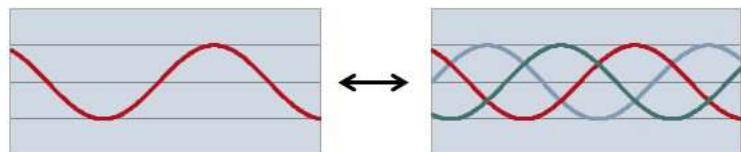
Transformateur extérieur en enclos Photo : A. Tiedemann

- **Remplissage :**

- Type sec
- Immergé

- **Phases:**

- Monophasé
- Triphasé



Les transformateurs photovoltaïques /sous-stations convertissent les niveaux de tension ; dans le cas des systèmes photovoltaïques, ils augmentent en général la tension CA de l'onduleur jusqu'à ce qu'elle atteigne le niveau du réseau. Quant aux sous-stations séparées, elles s'alimentent généralement dans le réseau à moyenne tension (MV).

Excepté les petits systèmes, les transformateurs sont typiquement triphasés. Ils sont alimentés soit par un onduleur central ou raccordés à un réseau commun, à qui jusqu'à quatre onduleurs peuvent se raccorder.

Les sous-stations photovoltaïques existent en trois principaux types de construction :

- Les transformateurs en surface sont logés dans une armoire métallique et montés sur une plateforme cimentée. Les raccordements électriques sont souterrains. En sus de leur utilisation dans les zones résidentielles et dans les bâtiments industriels et commerciaux, ils sont des collecteurs communément utilisés dans les parcs éoliens et photovoltaïques.
- Les transformateurs à usage intérieur sont installés dans un bâtiment (existant)
- Les transformateurs dans des enclos ont un câblage aérien en raison de la présence de cette clôture. Ils nécessitent plus d'espace que ceux dans d'autres configurations.

Les sous-stations peuvent être de type sec ou à liquide isolant. Les transformateurs de type sec sont refroidis par des ventilateurs, peuvent être installés à l'intérieur et ne nécessitent pas un récipient de collecte de fluide en cas de fuites.

Dans les transformateurs à isolant liquide, les enroulements et les noyaux sont immergés dans fluide diélectrique. Le fluide isole les composants et facilite le transfert de la chaleur perdue dans le noyau et les enroulements. On utilise l'huile minérale ou végétale comme fluide. L'huile végétale est la solution la moins inflammable et est biodégradable.

Les transformateurs à isolant liquide nécessitent un récipient de collecte d'huile en cas de fuite et doivent être montés à l'extérieur.

Types de transformateurs (II)



- Transformateurs classiques pour le raccordement des centrales PV au réseau de moyenne tension :
 - Sur socle
 - Triphasé
 - Type immergé

www.renac.de

En général, dans les centrales photovoltaïques raccordées au réseau à moyenne tension, un transformateur sur plate-forme cimentée, triphasé et à isolant liquide est installé. Lors du choix du transformateur, le fabricant de l'onduleur doit au moins être consulté ou le fabricant doit aussi fournir le transformateur afin de veiller à ce que les composants correspondent.

Le transformateur doit être triphasé en raison de la grandeur de la tension générée par un champ photovoltaïque. Une solution pour installation sur plateforme cimentée est simple à installer, surtout dans les parcs éoliens au sol.

Comme la puissance de crête d'un parc solaire est en corrélation avec les températures de pointe en journée, les caractéristiques thermiques des transformateurs à isolant liquide sont bien adaptées pour cet objectif.

Comme ces types de transformateurs sont livrés en une pièce, l'accès au site et les caractéristiques du site doivent être pris en compte dès le début du processus de planification. Les fabricants fournissent des informations sur les conditions de livraison et le processus d'installation des sous-stations, par exemple :

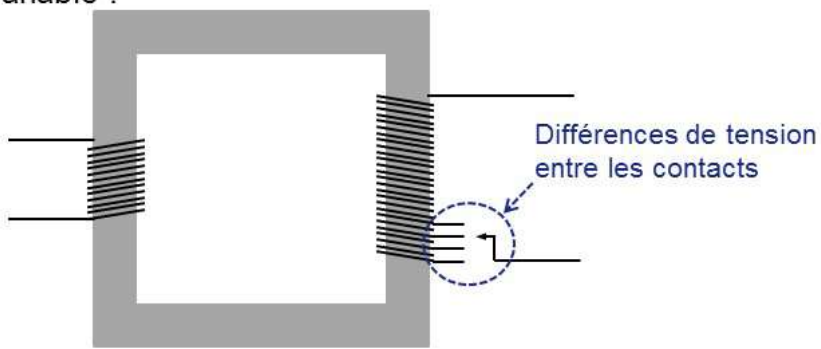
« La livraison se fait par un camion équipé d'une grue de montage. Pour cela, les conditions suivantes doivent être remplies :

- Route d'accès : revêtue
- Inclinaison : max. 4%
- Largeur : min. 3,5 m
- Garde au sol: 0,25 m³⁶

Transformateur variable de puissance locale



- Fait la conversion entre un réseau de moyenne tension et un réseau de basse tension
- Découple les basses et les moyennes tensions en raison du taux de transformation variable :



→ **Permet l'injection intensifiée de la puissance PV à basse tension**

www.renac.de

³⁶ Exigences d'installation pour divers concepts de stations de TRANSFORMER COMPACT STATION, SMA Technical Information

L'enroulement et le rapport de transformation des transformateurs conventionnels est constant. Le rapport de transformation détermine la différence entre les niveaux de tension. Pour 400 V sur le côté basse tension et 20 kV sur le côté moyenne pression, un rapport de transformation de 1:50 est nécessaire.

Dans les systèmes électriques conventionnels ayant un petit nombre de producteurs (grandes centrales électriques) raccordées à des niveaux haute tension et les consommateurs connectés aux niveaux moyen et faible, la direction du flux d'énergie est presque exclusivement de haute tension à basse tension.

Dans ce scénario, il suffit de réguler la tension dans la sous-station entre haute tension et moyenne tension. Le rapport de transformation entre haute tension et moyenne tension est constant.

Avec un couplage constant basse tension et moyenne tension, la bande de tension de $\pm 10\%$ ³⁷ est partagée entre basse tension et moyenne tension, ce qui réduit la capacité d'alimentation (l'alimentation de l'électricité augmente la tension). Avec l'augmentation du nombre de sources d'énergie décentralisées à l'exemple des éoliennes raccordées à la moyenne tension et des systèmes photovoltaïques raccordés à la basse tension, la direction du flux d'énergie peut être inversée et l'effet de l'augmentation de la tension en raison de l'alimentation à ces niveaux de tension doit être pris en compte. Des transformateurs locaux variables découplent la basse tension et la moyenne tension en raison de leur rapport de transformation ajustable et donc augmentent la capacité d'alimentation dans le niveau basse tension.

Variations de tension à un niveau de basse tension

	Transformateur conventionnel (taux de transformation constant)	Transformateur variable
Variation de tension max. à BT ¹	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$
Réserve	Requise pour l'alimentation à un niveau de tension moyen	Pas nécessaire grâce au transformateur variable
Augmentation de la tension max. due à l'alimentation en BT	+ 3 % 	+ 11 % ²

¹ En Allemagne conf. à DIN EN 50160

² Une plage de variation totale de 20 % ($\pm 10\%$) est disponible

Source : M. Haslbeck, M. Sojer, T. Smolka, O. Brückl: Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren

³⁷ Selon DIN EN 60038 – règle les niveaux de tension en Allemagne

Les transformateurs variables locaux peuvent généralement être installés dans les stations de transformation existantes en prenant la place des transformateurs classiques. Ils représentent en outre une alternative à l'extension du réseau car avec eux, l'utilisation des lignes existantes est optimisée.

En terme d'énergie, les transformateurs variables locaux peuvent augmenter par deux la capacité d'alimentation dans les réseaux suburbains (densément peuplés et avec forte densité de systèmes photovoltaïques). Dans les réseaux ruraux qui sont moins peuplés et ont des lignes électriques plus longues avec pour conséquence des baisses de tension plus importantes, la capacité d'alimentation peut être augmentée par un facteur allant jusqu'à quatre.

En termes d'investissement, les transformateurs variables locaux sont une solution économique aux problèmes de tension par rapport à d'autres approches telles que l'extension du réseau ou la limitation de la puissance active. Pour ce qui est de ce dernier, des compensations doivent être prises en compte.

Transformateur variable de puissance locale



- Les transformateurs variables de puissance locale peuvent généralement être **installés dans des stations de transformations existantes**
- **L'extension du réseau peut être évitée**, l'utilisation des lignes existantes étant optimisée
- **La capacité d'alimentation des réseaux suburbains peut être augmentée** par un facteur de 2, ce facteur pouvant aller jusqu'à 4 en zones rurales

Source: M. Haslbeck, M. Sojer, T. Smolka, O. Brück: Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren

3. Conception de système PV raccordé au réseau

3.1. Champ PV – dimensionnement de l'onduleur

Lors de la conception d'un parc PV à grande échelle, il est important d'avoir une idée sur la façon dont le parc sera aménagé. Les panneaux photovoltaïques sont une technologie fortement modulaire et peuvent être mis en œuvre aussi bien pour les petites installations que pour les grandes installations. Par conséquent, même pour les grandes installations, il est important de maintenir le caractère modulaire de la technologie, et concevoir la disposition qui puisse s'appuyer sur cette force.

Tout comme un seul module est constitué de cellules individuelles qui sont liées ensemble pour former des chaînes de cellules à l'intérieur du module, de sorte que les modules peuvent être reliés pour former des chaînes qui peuvent être connectées en parallèle pour former des sous-réseaux qui forment ainsi l'ensemble du champ PV de tout le site. Les modules sont souvent reliés entre eux sur des supports modulaires des structures de montage appelés tables. Une table donne un schéma normalisé de montage et de raccordement d'un certain nombre de modules basé sur la conception de l'installation. Cette table individuelle est ensuite reprise des dizaines, des centaines, voire des milliers de fois sur tout le site.

Selon les composantes sélectionnées, un certain nombre de chaînes des modules de ces tables sont parallèlement câblées via des boîtiers de raccordement CC, puis acheminées vers les onduleurs. L'onduleur convertit le courant CC du PV en courant CA et fournit la bonne combinaison des caractéristiques de la qualité de l'alimentation afin qu'elle puisse être introduite dans le réseau d'alimentation électrique.

Afin de bien dimensionner le champ et l'onduleur, il y a lieu de clarifier les facteurs globaux de limitation qui affectent la conception de la centrale électrique. De plus, les caractéristiques et les limites spécifiques de fonctionnement technique des composantes sélectionnées vont directement déterminer l'amplitude de la tension et du courant susceptible de circuler à travers chaque partie du système. Ce qui, par conséquent, informe sur les limites liées à la conception du système. Plus fondamentalement, les conditions climatiques ambiantes du site vont déterminer l'apport solaire disponible et les conditions de fonctionnement des modules PV qui auront une incidence directe sur leur rendement et la production.

Lors de la conception d'un système PV, les principaux facteurs limitatifs doivent être clarifiés dès le départ. S'il y a suffisamment de terrains disponibles pour une centrale, alors il y aura probablement d'autres facteurs limitatifs tels que le budget et la capacité d'obtenir un permis de raccordement au réseau électrique local.

Si l'emplacement spécifique est connu, alors une carte du site doit être mise à disposition. Cette carte doit fournir autant de détails que possible sur la zone, y compris les limites du terrain, les objets d'ombrage, les maisons voisines, les entreprises et les routes d'accès. Aux fins de planification ultérieure, les informations sur le câblage souterrain ou aérien existant, les canalisations d'eau et de gaz, le type et le risque de catastrophes naturelles telles que le niveau d'inondation devraient également être obtenues avec autant de détails que possible.

Aussi, les études d'impact environnemental, les mesures relatives à la diversité biologique et les inspections archéologiques constituent une partie importante du processus d'implantation et d'approbation, de même qu'elles sont un apport précieux pour une bonne planification et gestion des terres et des ressources (ces évaluations doivent être détaillées, en coordination avec les autorités locales et les experts en la matière. À ce propos, un conseil juridique est souvent nécessaire).

3.2. Dimensionnement de la chaîne

Dimensionnement de la chaîne



- Il n'y a pas un nombre idéal de modules par chaîne.
- Dépend des paramètres suivants :
 - spécifications techniques des modules ;
 - spécifications techniques des onduleurs, c.-à-d. la plage de suivi des points de puissance maximale (valeurs min. et max.) et la tension maximale admissible ;
 - conditions météorologiques, principalement la température ;
 - caractéristiques de l'emplacement : ombrage, altitude, etc.

www.renac.de

Le dimensionnement initial du champ est ensuite fortement dépendant des conditions météorologiques locales. De multiples sources de données météorologiques doivent être étudiées et prises en compte. En spécifiant la latitude et la longitude du site, différentes sources de données météo peuvent ainsi fournir une variété d'informations sur le site. Le rayonnement solaire, la température, les indices de nébulosité, etc. sont généralement enregistrés et moyennés sur plusieurs années afin de minimiser le risque d'erreur. Les sources qui utilisent une variété de données sur une période plus longue doivent être préférées puisqu'elles offrent un plus grand échantillon.

De plus, les sources qui utilisent des stations au sol fournissent généralement plus de précision que les sources qui reposent uniquement sur l'observation par satellite. Il est généralement recommandé de consulter diverses sources et ne pas se fier à une seule source. Au minimum, les informations suivantes sont nécessaires :

- moyenne journalière du Rayonnement global horizontal (GHI) [kWh/ m²/ jour] ;
- température moyenne journalière [°C].

Pour plus de précision, et si le site connaît des conditions météorologiques extrêmes telles que les conditions particulièrement nuageuses ou particulièrement chaudes ou froides, les données suivantes sont nécessaires:

- moyenne journalière des minima et des maxima du rayonnement solaire [kW/ m²] ;
- moyenne journalière du rayonnement diffus [kWh/ m²/ jour] ;
- moyenne journalière des minima et des maxima de la température [°C] ;
- toutes les données ci-dessus sont fournies pour chaque mois de l'année.

Tout au long de l'année, la latitude va déterminer l'angle du soleil dans le ciel. Ce qui aide à décider de l'angle d'inclinaison des supports du champ PV et de l'espacement entre les supports.

Une fois que les données climatiques locales ont été recueillies, l'étape suivante sera de commencer le dimensionnement de la chaîne, lequel dimensionnement est directement limité par les conditions de fonctionnement de l'onduleur. Par conséquent, les fiches techniques des modules PV disponibles ainsi que celles de l'onduleur sélectionné sont nécessaires à la suite des calculs. Le dimensionnement de l'onduleur peut être également entrepris.

En ajustant le courant CC à l'entrée de l'onduleur par rapport à sa puissance nominale CA à la sortie de l'onduleur, l'onduleur peut ainsi être sous-dimensionné ou surdimensionné. Le fait de sous-dimensionner l'onduleur (par exemple : installer une capacité nominale CC supérieure à que l'onduleur peut convertir en courant CA) est également connu sous le nom de « surcharger » l'onduleur.

Il est fondamental de garder à l'esprit que le dimensionnement du champ et de l'onduleur est un processus d'optimisation. Les meilleures pratiques existent, mais les terrains individuels peuvent être optimisés différemment en fonction des conditions climatiques locales et du comportement des composantes sélectionnées.

Pour ce qui est des spécifications techniques de l'onduleur, les valeurs suivantes sont au moins nécessaires au dimensionnement correct du système :

- plage de tension du point de fonctionnement à puissance maximale (tension d'entrée CC min et max dans la fenêtre d'exploitation MPPT) ;
- tension maximale d'entrée CC ;
- courant maximal d'entrée CC ;
- sortie CA et caractéristiques de la qualité de l'alimentation (nécessaires pour le raccordement au réseau ; elles doivent être complètement revues au détail avec l'autorité du réseau électrique local).

L'onduleur doit être dimensionné de façon à ce qu'il puisse générer un rendement élevé. Les courbes de rendement de l'onduleur dépendent de la puissance d'entrée instantanée en tant que rapport de la puissance nominale de l'onduleur. Par conséquent, si la puissance de sortie CC du champ solaire fluctue en fonction du rayonnement solaire entrant, il en sera de même quant à l'efficacité relative de l'onduleur à laquelle les modules sont connectés.

Etant donné que le courant d'entrée est directement dépendant du rayonnement, il est important que le dimensionnement soit réalisé selon le niveau de rayonnement mensuel du site d'installation. L'un des objectifs est que l'onduleur commence à fonctionner en début de la matinée, de sorte que même avec un niveau de rayonnement faible, le courant émanant du champ PV aura déjà atteint la plage de tension d'entrée de l'onduleur.

De plus, à midi durant le rayonnement maximal, l'onduleur doit continuer à fonctionner et, donc, fonctionner à pleine charge. Si le dimensionnement de l'onduleur a été trop petit, il se déconnecte lorsque la tension de crête des niveaux de rayonnement vient à dépasser la puissance d'entrée CC, et est donc supérieure à la capacité de l'onduleur. C'est ce qu'on appelle l'« écrêtage », parce que l'onduleur coupe les pics de puissance crête disponibles qui sont alors perdus en chaleur pour protéger l'onduleur de la surchauffe.

En résumé, si l'onduleur est trop surchargé, il ne pourra pas fournir la totalité de la puissance disponible pendant les moments de rayonnement de pointe. Ce qui est susceptible d'avoir un effet considérable si un pourcentage élevé de l'énergie solaire totale disponible sur le site se produit pendant les périodes de rayonnement intense.

D'autre part, un onduleur qui a été trop grandement dimensionné démarre lentement au début de la journée, car le soleil du matin pourrait ne pas arriver à la plage de tension d'entrée de l'onduleur. De plus, l'onduleur va arrêter de fonctionner plus ou moins tôt dans la soirée lorsque le courant PV tombe à nouveau en dessous de la plage de la tension de fonctionnement de l'onduleur.

En hiver, l'onduleur ne peut convertir qu'une puissance d'entrée minimum pendant les jours très brumeux et nuageux, parce que le rayonnement n'est pas suffisant pour générer un courant qui correspond à la plage de tension d'entrée de l'onduleur. Plus loin dans le texte, nous verrons que la baisse de l'efficacité de fonctionnement d'un onduleur en conditions de charge partielle pourrait avoir un effet plus négatif sur la performance globale, comparée à celle d'un onduleur surchargé qui décroche pendant les périodes de rayonnement intense.

Dimensionnement de la chaîne - température



- La température d'une cellule est calculée comme suit :

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{air}} + (\text{NOCT} - 20) \times S / 80$$

- Où :
 - T_{cell} [°C] est la température intérieure des cellules ;
 - T_{air} [°C] est la température ambiante ;
 - NOCT [°C] est un paramètre de cellule donné par un fabricant de cellule/ module ;
 - S [mW/cm²] est le niveau d'isolation.

Comme nous l'avons appris, les cellules solaires fonctionnent à une température plus élevée par rapport à la température ambiante, en raison de pertes de chaleur physiques dans les cellules. De plus, lorsque les cellules solaires chauffent, la sortie de tension diminue considérablement, et la sortie de courant augmente légèrement ; ce qui entraîne une diminution globale de la puissance de sortie.

La température de la cellule peut être calculée par l'équation présentée ci-dessus.

NOCT [°C] est la température nominale de fonctionnement/ utilisation de la cellule, à la différence des conditions normales d'essai STC (température de la cellule à 25 °C). Lorsque les cellules solaires sont testées en laboratoire dans des Conditions normales d'essai STC, elles clignotent par impulsion très brève de la lumière pendant qu'elles sont maintenues à 25 °C, et sont ainsi empêchées de se réchauffer pendant le fonctionnement.

Toutefois, lorsqu'elles sont en fonctionnement normal, les cellules chauffent typiquement jusqu'à une température normale de fonctionnement égale à la NOCT (la NOCT est mesurée en laboratoire à un éclairement de 80 mW/ cm², une température ambiante de 20 m/s et une vitesse de vent de 1 m/s qui passe à travers un module monté avec un côté arrière ouvert). Une température de cellule égale à quelque 47 °C est une valeur typique de la NOCT, et ce paramètre doit être spécifié sur la fiche technique du module. Dans l'équation ci-dessus, S [mW/ cm²] est le niveau de rayonnement instantané.

Pour calculer les conditions journalières de fonctionnement extrêmes des modules (tension minimale, tension maximale, courant maximal, par exemple) basé sur la NOCT, le rayonnement instantané ainsi que la température ambiante peuvent être établis de façon à correspondre aux valeurs journalières maximales ou minimales.

Ces températures extrêmes des cellules seront utilisées pour calculer la tension MPP du module, la tension minimale et maximale en circuit ouvert V_{OC} et le courant de court-circuit maximum I_{SC} dans des conditions différentes.

Dimensionnement de la chaîne - tension

$$V_{MinModMPP} = V_{MPP} + [(T_{MaxCell} - 25K) \times T_{C \text{ of } V_{OC}}]$$

$$V_{MaxModMPP} = V_{MPP} + [(T_{MinCell} - 25K) \times T_{C \text{ of } V_{OC}}]$$

- Où :
 - V_{MPP} [V] est la tension au point de puissance maximale à STC ;
 - $V_{MinModMPP}$ [V] est la V_{MPP} ajustée à la plus basse température de module expérimentée sur site ;
 - $V_{MaxModMPP}$ est la V_{MPP} ajustée à la plus haute température de module expérimentée sur site ;
 - V_{OC} [V] est la tension en circuit ouvert du module ;
 - les fiches techniques des modules peuvent ne pas inclure un coefficient de température de la V_{MPP} ;
 - dans la première approximation, prenez $T_{C \text{ de } V_{OC}}$ [%/K] qui est le coefficient de température du module pour la tension en circuit ouvert ;
 - $T_{MaxCell}$ et $T_{MinCell}$ [T] sont les températures max. auxquelles la cellule été exposée.

Dimensionnement de la chaîne - tension



- Tension du module :
 - l'onduleur a une plage de tension d'entrée CC qui le fait fonctionner.
 - nécessaire pour déterminer la tension maximale et minimale d'une chaîne de modules ;
 - la tension varie avec la température → V_{MPP} doit être corrigée à la température maximale et minimale à la quelle les modules ont été exposée ;
 - à noter qu'il est nécessaire de connaître la température de la cellule ou du module, et non la température ambiante.

www.renac.de

Pour ce qui est de la courbe caractéristique, ou la courbe I-V des modules PV, nous avons déjà vu que la sortie de tension et de courant dépend de la température de la cellule et de l'ensoleillement/ du rayonnement solaire. Manifestement, ces deux paramètres changent au cours de la journée et de l'année.

Pour réitérer,

- le courant est :
 - fortement affecté par le rayonnement solaire (relation linéaire directe) ;
 - faiblement affecté par la température (le courant augmente légèrement lorsque la température augmente).
- la tension est :
 - fortement affectée par la température (la tension diminue de manière considérable lorsque la température augmente) ;
 - faiblement affectée par le rayonnement solaire (la tension augmente très rapidement, et puis, reste relativement constante par rapport au rayonnement).

Afin d'arriver à la plage de tension MPP qui est un paramètre indiqué sur la fiche technique de l'onduleur, nous devons calculer, à l'aide du coefficient de température du module, les tensions les plus élevées et les plus faibles qui seront produites par le champ PV.

Les coefficients de température de la tension et du courant aux conditions STC sont indiqués sur la fiche technique du module, et parfois le fabricant du module donne même les données à NOCT. Dans ce cas, l'équation peut être adaptée à la NOCT indiquée.

Si la fiche technique du module ne mentionne pas le coefficient de température de V_{MPP} , alors le T_C de V_{OC} [MV/ K] qui est le coefficient de température du module de la tension en circuit ouvert peut être utilisé comme dans l'équation ci-dessus. Si le coefficient de température T_C est donné pour V_{MPP} [MV/ K], il doit alors être utilisé dans le calcul de la V_{MPP} ajusté.

D'un point de vue technique, un objectif majeur du processus de conception est de tester les limites du système et de s'assurer que les composantes vont toujours fonctionner en toute sécurité (et ensuite optimiser les performances du système dans des conditions normales). Si nous calculons la tension la plus élevée possible qui puisse se produire parce que nous voulons nous assurer que nous n'allons pas endommager notre onduleur, alors nous devrions considérer la tension la plus élevée possible qui se produira - à savoir la V_{OC} du champ. Cependant, si nous calculons la plage des tensions qui se produiront pendant le fonctionnement normal parce que nous voulons nous assurer que la tension va rester dans la plage MPPT de l'onduleur, alors nous pourrions décider de calculer la tension ajustée en fonction de V_{MPP} , étant donné que cela détermine la sortie de tension pendant le fonctionnement normal.

Etant donné que la tension diminue lorsque la température de la cellule augmente, pour calculer la plus basse tension MPP, nous allons ajuster la tension en soustrayant la perte de tension émanant de la tension MPP à STC en utilisant le coefficient de la température fixée à V_{MPP} [%/ K] ou à V_{MPP} [MV/ K].

$(T_{MaxCell} - 25K)$ détermine la différence entre la température maximale extrême de la cellule comparée à la température à STC. Cette différence peut aussi être appelée ΔT ou « delta T ».

Etant donné que le coefficient de température est noté [mV/K], nous la multiplions avec ΔT pour connaître la tension à soustraire de la tension MPP à STC V_{MPP} . Le résultat de l'entre crochets est négatif parce que le coefficient de température est négatif.

De la même manière, nous calculons la plus basse tension MPP en calculant la tension à ajouter à la tension MPP à STC (dans ce cas, la valeur à ajouter sera probablement positive parce que la température ambiante la plus basse sera probablement inférieure à la température STC de 25 °C).

La plus haute tension MPP V_{MPPmax} et la plus faible tension MPP V_{MPPmin} du champ doivent toutes les deux se situer dans la plage de tension MPPT de l'onduleur.

Dimensionnement de la chaîne – tension maximale

- Déterminer la tension maximale d'une chaîne que l'onduleur va connaître :
 - la tension varie selon la température → V_{oc} est la max. à la plus basse T.

$$V_{OCMaxMod} = V_{OC} + [(T_{MinCell} - 25K) \times T_{C\ of\ V_{OC}}]$$

$$V_{OCMax\ at\ Inv} = V_{OCMaxMod} \times N_{modules\ per\ string}$$

$$V_{Input\ Max\ Inv} > V_{OCMax\ at\ Inv}$$

- Où
 - $V_{OCMaxMod}$ [V] est la VOC max. qu'un seul module aura sur un certain site, et elle correspond à la plus basse température connue ;
 - $V_{OCMax\ at\ Inv}$ [V] est la tension max. d'une chaîne donnée à l'entrée de l'onduleur ;
 - $V_{InputMaxInv}$ [V] est la tension d'entrée maximale admissible d'un onduleur et est donnée par le fabricant.

Dimensionnement de la chaîne – plage de tension MPPT



- Le nombre de modules dans une chaîne est déterminé par la plage MPPT.

$$V_{MinMPP\ at\ inv} = V_{MinModMPP} \times N_{modules\ per\ string} \times (100\% - cable\ losses)$$

$$V_{MaxMPP\ at\ inv} = V_{MaxModMPP} \times N_{modules\ per\ string}$$

- Où
 - $V_{MinMPPatInv}$ et $V_{MaxMPPatInv}$ [V] sont les tensions minimale et maximale de MPP à l'onduleur.
 - A noter que ces valeurs doivent être potentiellement corrigées avec la chute de tension sur le côté CC, si les distances à l'onduleur sont grandes.
 - A noter que des valeurs légèrement plus élevées de $V_{MaxMPPatInv}$ sont acceptables, car cette valeur va diminuer au fil du temps en raison de la dégradation des modules PV.

Dimensionnement de la chaîne – longueur de la chaîne

- Nombre de modules qui composent une chaîne :

Modules par chaîne

$$N_{modules\ per\ string} = \begin{cases} \leq \frac{V_{MaxMPP\ at\ inv}}{V_{MaxModMPP}} \\ \geq \frac{V_{MinMPP\ at\ inv}}{V_{MinModMPP} \times (1 - cable\ losses)} \end{cases}$$

Pertes de câbles

- En général, préférez un nombre égal de modules pour faire simple pendant l'installation électrique et la conception de la table → arrondir par excès ou par défaut à un nombre égal s'il remplit les critères de conception (V_{OC} et V_{MPPV}).

Nous pouvons calculer la tension maximale en V_{OC} par la même équation. La tension maximale en V_{OC} doit être inférieure à la tension maximale d'entrée CC de l'onduleur, même lorsque la température des cellules est plus basse pendant les périodes où la température ambiante sur le site est la plus basse.

Le nombre de modules qui peuvent être reliés à une chaîne est donc déterminé par la tension d'entrée maximale de l'onduleur.

Des modules peuvent encore être ajoutés à la chaîne, pourvu que la tension maximale de la chaîne $V_{OC\ chaîne}$ (égale à la tension d'un module multipliée par le nombre de modules, étant donné que tous les modules de la chaîne sont connectés en série) soit inférieure à la tension nominale d'entrée CC maximale de l'onduleur.

Étant donné que le nombre de modules d'une chaîne est déterminé par la plage MPPT de l'onduleur, la plus haute tension MPP V_{MPPmax} et la plus basse tension V_{MPPmin} de la chaîne doivent être situées dans la plage de tension MPPT de l'onduleur. Les pertes de câble dans le câblage CC entre la chaîne et l'onduleur doivent être également prises en compte, étant donné que cette perte va diminuer la tension de chaîne réelle à l'onduleur. Par exemple, si la V_{MPPmin} prévue tourne autour de 3% de la plus basse limite de plage de tension MPPT de l'onduleur, et s'il y a une perte additionnelle d'environ 3% au niveau du câble CC qui relie la chaîne à l'onduleur, il est alors possible que la tension qui apparaît à l'onduleur chute au deçà de la plage de tension de fonctionnement MPPT de l'onduleur.

Dimensionnement de la chaîne – nombre de chaînes en parallèle



- Le nombre de chaînes en parallèle est limité par le courant d'entrée maximal au niveau de l'onduleur qui, en aucun cas, ne doit pas être dépassé pour éviter des dommages permanents de l'onduleur. Il est calculé comme suit :

$$N = \frac{I_{Max Input Inv DC}}{Entrée max. CC onduleur}$$

$$I_{SC Max module} = I_{SC} + [(T_{Max Cell} - 25K) \times T_{C of I_{SC}}]$$

- Où
 - N est le nombre maximal de chaînes en parallèle ;
 - $I_{entrée max. ond CC}$ [A] est le courant d'entrée maximal de l'onduleur ;
 - I_{SC} [A] est le courant de court-circuit d'un module à STC ;
 - $T_{C I_{SC}}$ [%/ K] est le coefficient de température de I_{SC} .
- Les onduleurs ont des fusibles à leur entrée CC :
 - typiquement calibrée à 125/ 160/ 200/ 250/ 315/ 400 A.

www.renac.de

Alors que le nombre de modules reliés en série dans une seule chaîne va déterminer les caractéristiques de tension de votre sous-champ, le nombre de chaînes reliées en parallèle va déterminer les caractéristiques du courant de votre sous-champ. Une fois que le nombre de modules qui composent une chaîne est déterminé, le nombre de chaînes reliées en parallèle peut alors être calculé à l'aide du coefficient de température $T_{I_{SC}}$ du courant. Ici encore, le courant de court-circuit maximal I_{SCmax} est calculé avec la température maximale de cellule $T_{maxcell}$. La plus haute température est utilisée parce qu'une sortie de courant augmente légèrement lorsqu'une température de cellule est en augmentation.

Ce courant de court-circuit maximal I_{SCmax} d'un module est aussi le courant de court-circuit maximal de chaque chaîne. Avec les modules reliés en série dans une chaîne, le courant de la chaîne va rester le même partout. Le nombre de chaînes reliées en parallèle peut être maintenant calculé en comparant le courant de court-circuit maximal I_{SCmax} d'une chaîne au courant maximal d'entrée CC de l'onduleur. Ce courant de court-circuit maximal d'un sous-champ PV est la somme du courant de chaîne I_{SCmax} de toutes les chaînes reliées en parallèle.

Des chaînes peuvent être ajoutées en parallèle, pourvu que le courant maximal du plus grand sous-champ I_{SCmax} qui en résulte demeure inférieur au courant d'entrée nominale de l'onduleur.

À noter que le calcul de ce dimensionnement du courant maximal utilise le I_{scmax} et non le plus bas I_{MPPmax} , parce qu'à cette étape, nous sommes préoccupés par le courant maximal possible (limite supérieure) que l'onduleur peut transporter et non à l'état du fonctionnement normal.

3.3. Cadres

Sélection des composants – cadre standard



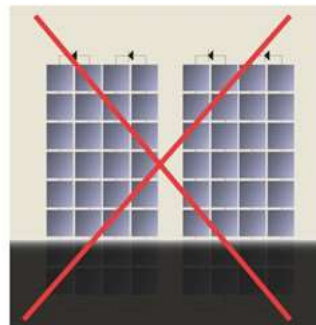
- La longueur et la largeur d'une table sont calculées comme suit :

$$L_{table} = (N \times L_{Mod}) + (N - 1) \times C$$
$$W_{table} = (R \times W_{Mod}) + (R - 1) \times C$$

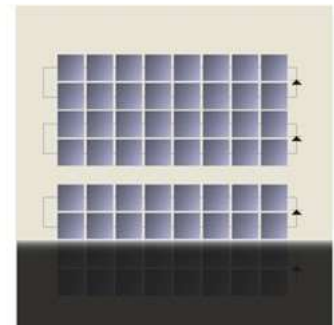
- Où
 - N est le nombre de modules ;
 - R est le nombre de rangées ;
 - C [m] est l'espace libre entre les modules (environ 0,02 m).
- Certains systèmes de montage n'ont aucun espace libre et d'autres ont différents espaces libres pour la longueur et la largeur.

Sélection des composants – cadre standard

- Les modules sont typiquement posés en paysage pour minimiser les effets d'ombrage.
- De plus, il y a plus de flexibilité pour varier le nombre de rangées par table.
- Le nombre de rangées dans une table dépend de beaucoup de facteurs (les charges de vent, l'ombrage, etc.), mais varie généralement entre 3 à 5 rangées par table.
- Le portrait permet toutefois une meilleure fixation au système de montage, parce que les serre-joints sont sur le plus long côté et ont moins de tension mécanique.

**Not recommended:**

- strings are perpendicular to the ground
- all strings are partially shaded
- 100 % power reduction

**Recommended:**

- strings are parallel to the ground
- one module is partially shaded
- approx. 25% power reduction

La longueur et la largeur physiques d'une table peuvent être calculées par l'équation ci-dessus. Le nombre de modules, de rangées (à ne pas confondre avec les chaînes) et la distance (également appelée jeu C [en m]) entre les modules (environ 0,02 m) sont les facteurs déterminants pour le calcul de la dimension d'un cadre standard également appelé table d'un module.

Normalement, les cadres sont prévues en étroite collaboration avec le fournisseur des structures de montage. Ils disposent de fiches de planification qui permettent de recueillir toute information nécessaire au calcul détaillé des cadres. La composition et stabilité du sol est également importante pour la longue durée de constitution de la construction, et le fournisseur doit fournir un calcul statique basé sur la distribution de la masse prévue. Cette information permet de déterminer la solution d'une installation adéquate. Le nombre de rangées d'une table dépend de beaucoup de facteurs (les charges de vent, la latitude pour les calculs de l'ombrage, les conditions géographiques - surface ondulée), etc.), mais varie généralement entre 3 à 5 rangées par table. Ici, le coût est un facteur important étant donné que le nombre de rangées par cadre va directement affecter la longueur (distance) entre les cadres en raison de l'ombrage, de même que le nombre de cadres à poser dans une zone particulière. Par conséquent, une optimisation de ce paramètre va impliquer un équilibre entre le coût des structures de montage (y compris les coûts et la complexité de l'installation), les pertes dues à l'ombrage et le nombre total de modules qui peuvent être installés sur un site donné, au regard de la solution de montage sélectionnée.

Les modules sont généralement posés dans un paysage où les effets d'ombrage ont un impact moindre. Même si le calcul de la distance entre les cadres est correctement effectué, il arrive parfois que le sol soit instable; ce qui peut entraîner une chute des cadres. Dans ce cas, un aménagement paysager est avantageux parce que seule la plus basse rangée sera ombragée. Même lorsque les modules ombragés sont reliés aux modules non ombragés, l'aménagement paysager par activation des diodes de dérivation garantit un rendement énergétique plus élevé en cas d'ombrage.

Pour minimiser les tensions mécaniques, la plupart des fabricants de modules déterminent la position des serre-joints sur le plus long côté du cadre du module. Le système de montage doit prendre cela en compte et permettre une fixation des serre-joints du module sur le plus long côté des aménagements paysagers.

Sélection des composants – cadre standard



- Une table est un système monté normalisé qui sera plusieurs fois reproduit dans une centrale à grande échelle
- Les tables sont composées de :
 - modules PV interconnectés en série/ parallèle ;
 - boîte de jonction ;
 - structure de montage standard.
- Certains paramètres doivent être configurés sur la base des conditions locales :
 - angle d'inclinaison et azimuth
 - installation E-W ?
 - condition géographiques (surface ondulée)

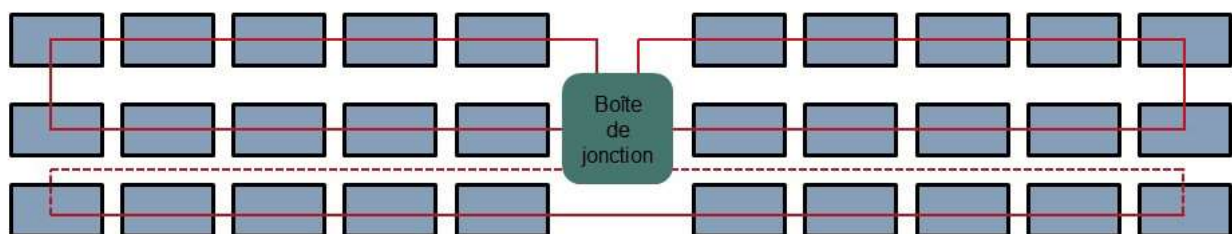
Les panneaux photovoltaïques sont une technologie très modulaire qui peut convenir à un large éventail de solutions, allant des microwatts aux mégawatts (et quelquefois même un éventail de gigawatts). Aussi bien pour les grandes que pour les petites installations, il est avantageux de maintenir le caractère modulaire de la technologie.

Le concept de conception de systèmes, même à l'échelle du mégawatt est donc un concept d'assemblage des unités solaires. Une unité solaire est la table du cadre ou du module constituée d'un certain nombre de modules, d'une structure de montage, du câblage, de la boîte de jonction CC ou de l'onduleur de chaîne selon le concept de l'onduleur. Un certain nombre de ces unités solaires seront reliées ensemble pour former un sous-champ PV relié à un onduleur (central ou de chaîne, selon le concept d'onduleur).

Quelle que soit la dimension, un système PV doit être toujours symétrique et bâti avec le même nombre de modules sur un cadre ou sur une chaîne. Par conséquent, le courant et la tension de sortie peuvent être facilement comparés et interprétés. De cette façon, une unité solaire sera reproduite plusieurs fois dans une centrale à grande échelle.

Sélection des composants – câblage de la table

- Le câblage efficace est très important pour faire des économies de coût → la longueur des câbles doit être optimisée pour réduire la distance à la boîte de jonction.
- Le câblage de papillon est la norme standard de presque tous les EPC.
- Dans 3 ou 5 tables d'une rangée, la plus basse rangée est utilisée comme rangée sacrificielle pour améliorer la tolérance à l'ombrage. Cependant, cette tolérance à l'ombrage augmente la longueur des câbles.



Le câblage représente une partie considérable des coûts généraux liés à l'électricité et, par conséquent, des pratiques de câblage efficient sont très importantes pour faire des économies de coût. La disposition de la table et le positionnement de l'onduleur doivent être optimisés afin de réduire la distance à la boîte de jonction et à l'onduleur et, de cette façon, la quantité de câble nécessaire. Le choix d'un câblage de qualité est important, non seulement pour réduire des pertes électriques, mais aussi pour éviter des dommages et défaillances sur l'ensemble de la centrale. Par exemple, les câbles doivent également être correctement dimensionnés pour pouvoir gérer la tension maximale et les caractéristiques du courant qu'ils vont transporter. Ils doivent également comporter une forte isolation résistante aux UV.

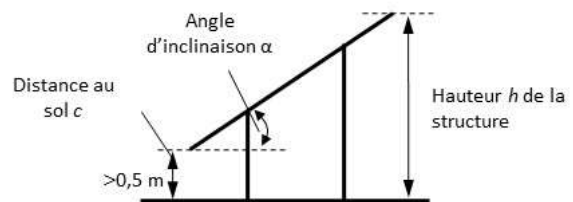
Un câblage positif et négatif doit être idéalement réalisé avec moins de distance possible entre les câbles pour ainsi réduire ce que l'on appelle les boucles de câbles qui peuvent présenter un risque accru de coup de foudre. Les boucles de câble peuvent induire des tensions pendant les orages et doivent être évitées (voir Protection contre la foudre et les surtensions).

Tel que représenté dans la diapositive, beaucoup d'EPC utilisent ce qu'on appelle câblage de papillon. La principale raison de cette utilisation est économique – un meilleur ratio de remboursement peut potentiellement être réalisé en utilisant la plus basse rangée comme rangée sacrificielle pour mieux tolérer un ombrage inter-rangée pendant quelques semaines de l'année lorsque l'angle d'élévation de soleil est bas dans le ciel. La distance entre les rangées peut donc être diminuée et une plus grande puissance PV peut être installée en rapprochant davantage les modules sur le site d'installation. En conséquence, tous les coûts allant de la planification à l'installation qui sont calculés sur un prix par puissance de base installée (coût/ Wc) seront positivement affectés. Pour déterminer si cet avantage dépasse le plus faible rendement énergétique dû à l'ombrage, les simulations de coûts doivent être calculées sur toute la durée de vie de ce système.

Il est toujours avantageux d'avoir un câblage symétrique pour être conforme à la norme et pour équilibrer les pertes électriques. Cela peut être réalisé sur tous les modules d'une seule rangée d'une chaîne, ou sur tous les modules d'une table entière, ou sur deux rangées adjacentes de deux tables de modules qui forment une chaîne. De cette façon, le système PV est construit de manière symétrique ; ce qui contribue à faciliter la planification, l'achat, l'installation, la surveillance et l'entretien, et permet également d'obtenir une meilleure performance électrique du système. Ainsi, les données de performance peuvent être facilement comparées entre plusieurs parties de la centrale PV ou entre diverses centrales PV.

Sélection des composants – angle d'inclinaison du cadre

- L'angle d'inclinaison idéal dépend de plusieurs paramètres :
 - emplacement ;
 - température du module ;
 - charges de vent et de neige.



- La règle d'or pour un angle d'inclinaison est environ 0,9 fois la latitude, avec toujours un angle d'inclinaison minimum de 10-15° pour pouvoir évacuer l'eau et enlever la poussière.
- Calcul de l'angle d'inclinaison à l'aide du logiciel comme le PVSyst - à recommander.
- Distance minimum au sol de $>0,5 \text{ m}$ - recommandée.

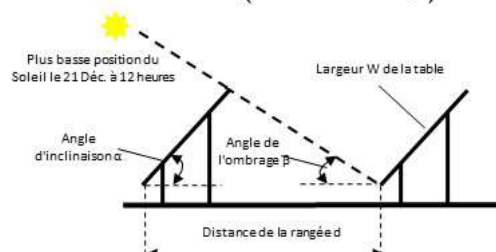
Sélection des composants – distance entre les cadres

- Couramment calculée par projection d'ombre à midi à la date du 21 décembre.

Angle d'inclinaison de l'axe de la terre

$$\beta = 90^\circ - \text{Latitude} - \text{Earth's Axial Tilt Angle} \cong 66.56^\circ - \text{Latitude}$$

$$d = W \times \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right)$$



- Certains EPC de systèmes PV rapprochent de très près les rangées pour éviter les coûts de câblage et de surface occupée.
 - En conséquence, l'ombrage mutuel augmente → coût très précis - et analyse de l'ombre nécessaire.

L'angle d'inclinaison idéal dépend principalement de la latitude de l'emplacement du système. L'angle d'inclinaison peut être calculé par l'équation simplifiée ci-dessus présentée. Toutefois, à l'aide du logiciel PVSyst par exemple, il est également possible de simuler l'angle d'inclinaison optimale d'un emplacement donné pour atteindre le rendement énergétique maximal d'une année entière. Certaines bases de données en ligne tels que PVGIS fournissent également une analyse de l'« angle d'inclinaison optimal » des sites en Europe et en Afrique. Cependant, l'angle d'inclinaison va affecter directement l'espacement entre les rangées. Donc, les EPC vont souvent utiliser des angles d'inclinaison situés bien en deçà de l'angle d'inclinaison optimal d'un emplacement – cela permet une augmentation considérable de la quantité de puissance totale qui peut être installée sur le site.

La deuxième équation donne la distance entre les rangées nécessaires à un alignement sans ombrage au solstice d'hiver (le 21 décembre ou le 21 juin à midi, la plus basse altitude du soleil de l'année). Veuillez noter que cette base de calcul présente un compromis économique et ne garantit pas une absence totale d'ombrage pendant les mois d'hiver. Le soleil est à son plus haut point à midi, donc le soleil des matins et soirs va toujours causer un ombrage entre les rangées. En cas de doute, une simulation du parc peut être effectuée à l'aide des programmes de simulation (PVSyst, PVGIS, par exemple) pour quantifier les pertes de rendement.

Il est également important de prendre en considération la quantité totale d'électricité produite au cours des mois de faible rayonnement (l'hiver, par exemple), par rapport à l'électricité globale qui peut être produite au cours des mois où le soleil est plus haut dans le ciel. Il peut être plus avantageux d'orienter l'angle d'inclinaison pour maximiser la sortie de puissance pendant les meilleurs mois de rayonnement de l'année.

La distance minimale entre la partie inférieure du module et le sol doit être généralement supérieure à 0,5 m, afin d'assurer une bonne ventilation, mais aussi pour éviter son ombrage par la végétation qui y pousse.

Certaines installations PV réalisées par des EPC laissent apparaître des rangées très rapprochées pour éviter les coûts de câblage et de surface occupée. Les calculs ont démontré que le rapport prix/investissement du ratio de remboursement est avantageux sur une période de 20 ans, même s'il y a des ombrages mutuels de l'hiver sur la plus basse rangée. En revanche, la durée de vie réelle peut être plus longue que les 20 années habituellement calculées ; ce qui signifie que plus d'électricité sera produite au cours de la durée de vie réelle du parc, par rapport à ce qui est généralement pris en considération dans les calculs financiers.

3.4. Dimensionnement de l'onduleur

Dimensionnement de l'onduleur



- En général, le facteur de dimensionnement est $\pm 10\%$ de la puissance nominale de l'onduleur.
- Prenons un onduleur de 500 kW, il faut 40 unités pour une centrale de 20 MW.
- Avec des modules de 240 Wc, la quantité de modules admissibles est la suivante :

facteur de dimensionnement $80\% < P_{CC\ max} / P_{MPP\ STC} < 120\%$.
- En général, les fabricants d'onduleurs donnent une recommandation sur la plage du facteur de dimensionnement.

www.renac.de

En général, le facteur de dimensionnement est $\pm 10\%$ de la puissance nominale de l'onduleur.

Par exemple, si une centrale de 20 MW est prévue sur la base des onduleurs de 500 kW, la première approche sera 40 unités pour une centrale de 20 MWc. Le nombre d'onduleurs va probablement être différent du nombre nominal, à mesure que le processus de planification se poursuit en détail.

Selon la densité de répartition du rayonnement versus le rayonnement à l'emplacement, l'onduleur peut être surdimensionné ou sous-dimensionné pour maximiser le rendement. Par exemple, la surcharge des onduleurs peut être réalisée en installant plus de modules, et si tel n'est pas possible, en supprimant des onduleurs de la conception.

Les fabricants d'onduleurs fournissent généralement une recommandation de la plage du facteur de dimensionnement qui peut être par exemple un facteur de dimensionnement $80\% < P_{CC\ max}/P_{MPP\ à\ STC} < 120\%$.

Pour un onduleur de 500 kWc et le module de 240 Wc, ce serait :

$$80\% (400\ kWc) < P_{CC\ max}/P_{MPP\ STC} < 120\% (600\ kWc).$$

Donc, des modules de 400 kWc et 600 kWc différemment configurés peuvent être reliés sur chaque onduleur de 500 kWc, ou le nombre d'onduleurs peut alors être modifié – par exemple, 34 onduleurs ayant une puissance nominale totale de 17 MW peuvent suffire pour installer un système PV de 20 MWc. Il est important de rappeler que des modules peuvent être reliés en série jusqu'à la tension du système indiquée sur la fiche technique du module, de même que la tension d'entrée maximale de l'onduleur qui, toutes les deux, sont normalement de 1000 V.

Surdimensionnement ou sous-dimensionnement de l'onduleur ?

- Surdimensionnement (plus de puissance de l'onduleur que de puissance PV) :
 - recommandé pour les emplacements ensoleillés afin d'éviter de perdre les pics solaires ;
 - dommages à l'onduleur minimes → durée de vie plus longue ;
 - plus faibles rendements dans des conditions de faible puissance.



Surdimensionnement ou sous-dimensionnement de l'onduleur ?

- Sous-dimensionnement (plus de puissance PV que pour l'onduleur) :
 - recommandable dans les pays à faible rayonnement ;
 - coûts plus bas ;
 - plus de dommages aux composants de l'onduleur puisqu'il fonctionne à la limite de sa capacité maximale ;
 - compense avec le temps dû à la dégradation du module.



Pour le choix du nombre d'onduleurs, une décision générale de surdimensionnement ou de sous-dimensionnement de l'onduleur doit être prise. Selon la densité de répartition du rayonnement versus le rayonnement à l'emplacement, l'onduleur peut être surdimensionné ou sous-dimensionné pour maximiser le rendement.

Si la plus grande portion d'énergie (rayonnement) disponible l'est en périodes d'ensoleillement (éclairage) élevé, alors les modules seront souvent fonctionnels presque à leur point de puissance maximale P_{MPP} (ajusté à la baisse pour la température). Il est donc prudent de dimensionner l'onduleur de façon qu'il soit capable de convertir la plus grande portion de cette énergie de puissance.

En revanche, si les conditions d'éclairement élevé (1000 W/m^2 , par exemple) sont rares et que les modules génèrent normalement quelque 50 % de leur sortie de puissance nominale, il serait alors plus judicieux d'augmenter le nombre de panneaux pour augmenter la sortie de puissance totale et permettre l'onduleur de fonctionner au plus près de sa condition de puissance nominale et injecter plus d'électricité dans le réseau.

En surchargeant l'onduleur par une alimentation CC plus élevée (puissance nominale CC à STC), l'onduleur sera entraîné dans une région différente de sa courbe de fonctionnement (voire la diapositive). À noter qu'en deçà de quelque 10-15% de sa sortie nominale, le rendement de l'onduleur est en deçà ou près de 90% par rapport à son rendement maximal (plage de 95-98%, par exemple).

L'onduleur atteint normalement son rendement maximal à la plage de facteur de charge de 50-70% pour ensuite redescendre de quelques points de pourcentage. Dans des conditions de faible éclairement, un onduleur surchargé (« sous-dimensionné ») va très rarement fonctionner dans toute première zone de faible rendement de la courbe, parce que le plus grand nombre de modules pourra toujours produire assez d'énergie pour que l'onduleur fonctionne à un facteur de charge plus élevé.

Le surdimensionnement (« sous-charge ») signifie que la puissance nominale de l'onduleur est supérieure à la puissance PV nominale. Cette approche est généralement recommandée pour les emplacements ensoleillés afin d'éviter la perte d'énergie produite pendant les périodes de pics solaires.

La courbe d'efficacité pour les pays européens affiche la probabilité d'un certain niveau de rayonnement qui survient en Europe. L'image de la diapositive représente différents points sur la courbe de rendement de l'onduleur selon la probabilité du rendement d'éclairement de l'Europe. Dans les pays plus ensoleillés, P_{100} et P_{50} vont afficher de fortes probabilités de rayonnement, et étant donné que le rendement diminue légèrement au fil d'un rayonnement plus élevé, il serait alors favorable de surdimensionner légèrement l'onduleur pour déplacer le point de fonctionnement de l'onduleur à la partie gauche de la courbe, c.-à-d. loin du maximum P_{100} . Les faibles niveaux de rayonnement tels que P_5 à P_{30} seront rares pendant la journée et au cours de l'année. Donc, un faible rendement à ce niveau est acceptable en périodes de faible rayonnement, parce que le pourcentage général de l'énergie produite pendant ces périodes est faible, par rapport aux périodes de rayonnement moyen à élevé.

De plus, la durée de vie de l'onduleur peut être plus longue s'il ne fonctionne pas tout le temps à pleine puissance, et s'il se déconnecte potentiellement en cas de surchauffe. À noter qu'un onduleur déconnecté a un rendement égal à zéro.

Le sous-dimensionnement (« surcharge ») signifie que la puissance nominale de l'onduleur est supérieure à la puissance PV nominale. Cette approche est généralement recommandée dans les pays à faible rayonnement.

Un onduleur sous-dimensionné fonctionne à un niveau plus près de ses limites supérieures en cas de rayonnement moyen à fort. Il y a donc un certain risque de défaillance et de réduction du cycle de vie. Cependant, les coûts initiaux sont avantageux parce que moins d'onduleurs seront nécessaires. De plus, pendant les périodes de faible rayonnement (P_5 , P_{15} , etc., par exemple) qui sont fréquentes dans ces pays, le point de fonctionnement de l'onduleur sur la courbe de rendement sera poussé à la droite, vers les niveaux les plus élevés du rendement de l'onduleur.

Ces réflexions aident à parvenir à une décision de conception de l'onduleur. Par exemple, il peut être préférable de choisir un concept d'onduleur de chaîne dans le cas d'un sous-dimensionnement du système dû au risque de défaillance. Si un onduleur de chaîne fait défaut, il y aura probablement beaucoup d'autres chaînes en fonctionnement, et l'énergie va pouvoir être toujours injectée dans le réseau, alors que la défaillance d'un seul onduleur central peut mettre hors connexion beaucoup plus de modules PV. En revanche, il pourrait être plus facile d'améliorer le rendement à l'aide des onduleurs centraux en réalisant une conception maître-esclave. Dans une telle conception, seul un onduleur sera en ligne pendant les périodes de faible rayonnement, alors que le courant d'arrivée sera fractionné aux multiples onduleurs en périodes de moyen à fort rayonnement. De cette façon, le module MPP va démarrer même en cas de faible courant d'entrée et peut ainsi capturer plus d'énergie disponible dans l'ensemble. Les fabricants d'onduleurs comme les développeurs de projets ne cessent d'acquérir davantage d'expérience de terrain à ce sujet et recherchent constamment de nouvelles solutions qui conviennent aux régions ayant des profils d'ensoleillement différents.

3.5. Dimensionnement du transformateur

Sélection du transformateur



- 100...500 kW : un transformateur par emplacement de l'onduleur.
- 500 kW...2 MW : un transformateur par 1...4 onduleurs.

Sélection du transformateur



- Puissance nominale :
 - exprimée en kVA (puissance apparente) ;
 - puissances nominales typiques : 500 kVA - 1000 kVA - 1500 kVA – 2000 kVA – 2500 kVA – 5000 kVA ;
 - puissance nominale généralement égale à celles de l'onduleur (des onduleurs) ;
 - la température du site est un aspect important.

www.renac.de

Les transformateurs sont des dispositifs électriques de conversion qui utilisent des bobines inductives et des aimants pour « augmenter » ou « baisser » les niveaux de tension d'un circuit primaire vers un circuit secondaire. Alors que les convertisseurs électroniques de puissance vont normalement produire une basse tension CA de 380 V CA, par exemple, les transformateurs sont utilisés pour augmenter la tension de sortie de l'onduleur jusqu'à un niveau de tension nécessaire pour interagir avec un raccordement au réseau moyenne ou haute tension. Ces niveaux de tension varient selon les pays et en fonction de l'infrastructure de distribution environnante, mais des exemples de tension aux points de raccordement au réseau des grandes installations PV sont entre autres, 11 kV, 33 kV, 72 kV et 133 kV.

Normalement, un transformateur est nécessaire à une puissance d'alimentation de 100 ...500 kW d'un onduleur. Pour les injections de puissance plus élevées, il y aura un transformateur pour environ chaque 500 kW d'énergie PV.

Les transformateurs sont calibrés en kilovolts-ampères [kVA] (puissance apparente), et les puissances nominales typiques sont de 500 kVA à 2500 kVA qui, par exemple, augmentent de 250 kVA à 500 kVA par tranches.

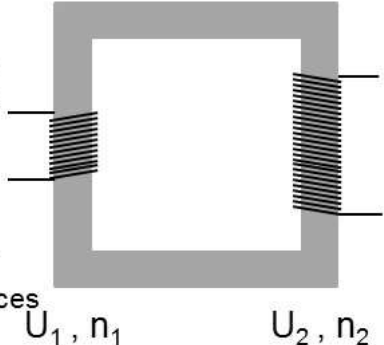
Les transformateurs ont généralement la même puissance nominale que les onduleurs installés sur un site donné, ou une combinaison de plusieurs puissances nominales des onduleurs si plusieurs onduleurs viennent à alimenter un transformateur.

La température au site est un aspect important – tout comme les onduleurs, les transformateurs sont sensibles aux températures élevées qui ont un effet direct sur leur cycle de vie. Les transformateurs nécessitent donc des mesures de refroidissement et souvent la construction d'un bâtiment clos s'ils sont installés à l'extérieur. Même les transformateurs fermés doivent être évalués pour usage extérieur, surtout s'ils sont installés dans un environnement hostile.

Sélection du transformateur



- Définitions :
 - enroulement primaire – une tension est appliquée à l'enroulement secondaire – une tension y est induite
 OU
 - enroulement primaire - câblage haute tension
 - enroulement secondaire – une tension y est induite.
- > Dans le cas d'un transformateur élévateur pour PV, ces définitions sont contradictoires !



- Rapport de tours (rapport de tours d'un enroulement) : $\frac{n_2}{n_1}$

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{n_2}{n_1} \quad (\text{transformateur idéal})$$

www.renac.de

Les transformateurs convertissent et transfèrent l'énergie par induction à résonance magnétique. Comme le montre la diapositive, les transformateurs disposent de bobines primaire et secondaire enroulées autour d'un noyau magnétique. Lorsque l'électricité en CA oscille à travers la bobine primaire, il induit un champ magnétique. Ce champ magnétique crée un flux magnétique dans le noyau et oscille avec le courant CA dans la bobine primaire. Les oscillations du flux magnétique à travers le noyau induisent une tension oscillante dans la bobine secondaire. Si la bobine secondaire est alors connectée comme un circuit électrique, cette tension va entraîner un flux du courant dans le circuit secondaire.

Dans un transformateur idéal (sans perte), le ratio de la tension dans la bobine secondaire par rapport à la bobine primaire est égal au ratio du nombre d'enroulements dans la bobine secondaire VS le nombre d'enroulements dans la bobine primaire. En termes simples, la relation entre les niveaux de tension sur chaque côté est liée à la relation entre le nombre d'enroulements sur chacune de ces côtés. La proportion des enroulements (n_2/n_1) est < 1 pour les transformateurs abaisseurs ($U_2 < U_1$), et > 1 pour les transformateurs élévateurs ($U_2 > U_1$).

Dans le cas d'un onduleur connecté à un transformateur, l'onduleur envoie le courant à CA transformé du champ PV qui passe par le circuit primaire du transformateur pour arriver à la bobine primaire à une source de tension de 380 V CA, par exemple. Le courant CA oscille à la fréquence donnée (de 50 Hz en Europe) et induit ainsi, à travers la bobine secondaire, une tension ajustée de 33 kV par exemple, laquelle tension va osciller à la fréquence en CA. Si une impédance de charge, par exemple un raccordement au réseau local d'électricité est relié au circuit secondaire du transformateur, alors le courant CA généré sera équivalent au courant d'arrivée émanant de l'onduleur (moins les pertes de transformation du transformateur) au niveau de tension nouvellement transformée.

Sélection du transformateur - transformateur élévateur



- Tensions nominales primaire et secondaire :
 - l'onduleur applique la puissance au côté basse tension ;
 - côté haute tension : tension de réseau (MV, p. exemple).
- Les transformateurs sont fabriqués avec des combinaisons courantes de tension de 13,8 kV à 480 V, par exemple.
- La sortie de l'onduleur peut ne pas correspondre aux combinaisons courantes de tension
-> des rapports de tours habituels peuvent être requis.

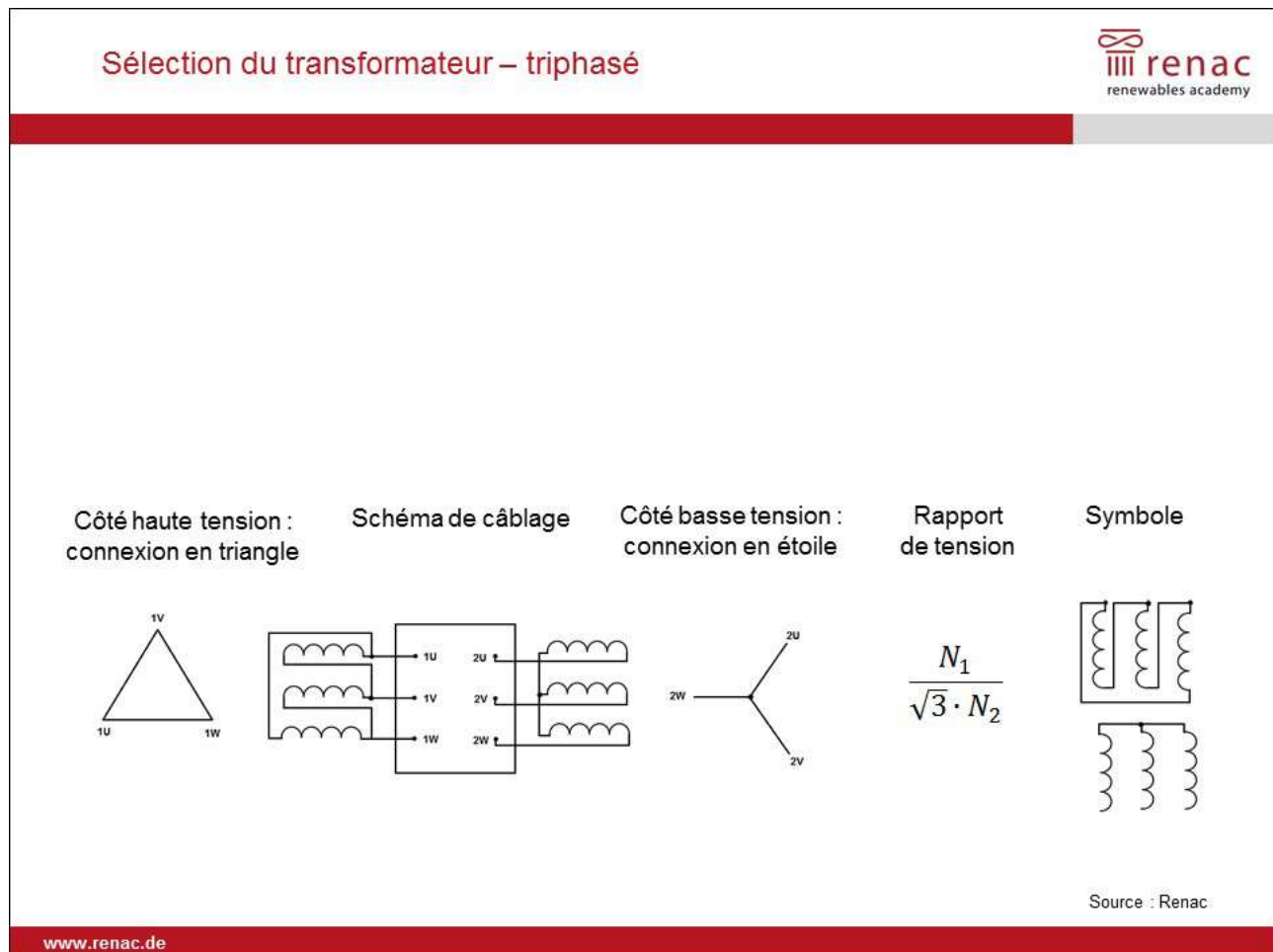
www.renac.de

Un transformateur élévateur a plus de tours de fil sur l'enroulement secondaire que sur l'enroulement primaire ; ce qui se traduit par une plus grande tension induite dans la bobine secondaire. On l'appelle transformateur élévateur parce que la tension de sortie est supérieure à la tension d'entrée - elle est « renforcée ». Si la bobine secondaire a deux fois autant de tours de fil, alors la tension de sortie sera deux fois la tension d'entrée (dans un transformateur idéal).

Dans le cas d'un système PV, la bobine primaire est sur le côté de l'onduleur PV et la bobine secondaire, c'est-à-d. le côté haute tension est raccordée au réseau public.

Les transformateurs traditionnels sont fabriqués avec des combinaisons de tensions courantes, comme la tension 480 V CA transformée à 13,8 kV CA. La sortie de l'onduleur peut ne pas correspondre à ces

combinaisons courantes de tension ; ce qui fait que, souvent, les fabricants d'onduleurs qui fournissent des onduleurs centraux fournissent également le transformateur d'adaptation pour répondre à la tension du réseau. Dans certains cas, les transformateurs sont directement incorporés dans le boîtier de l'onduleur.



Le graphique ci-dessus montre les symboles de raccordement des transformateurs triphasés selon la norme DIN VDE 0532. Pour les systèmes PV, les transformateurs dits en triangle-étoile sont couramment utilisés. Autres configurations des transformateurs triphasés sont entre autres, les couplages triangle-triangle, étoile-étoile et étoile-triangle.

Pour les connexions électriques triphasés, il existe deux configurations de base : le couplage triangle et le couplage étoile. Alors qu'un couplage en triangle ne nécessite que trois fils pour la transmission, le couplage en étoile peut utiliser un quatrième fil. Le transformateur triangle-étoile, couramment utilisé dans les systèmes PV, est un type de conception du transformateur qui utilise des enroulements connectés en étoile sur sa bobine primaire (côté basse tension) et des enroulements connectés en triangle sur sa bobine secondaire (côté haute tension raccordé au réseau). L'un des principaux avantages de cette configuration est une isolation galvanique totale entre les bobines primaire et secondaire (qui empêche le passage au sol d'une fuite à la terre, entre le parc PV et les transformateurs ou les générateurs sur le réseau électriques).

Sélection du transformateur



- Le transformateur est-il convenable à la MLI (modulation de largeur d'impulsions) ?
- Recommandable : laisser le fabricant d'onduleurs fournir le transformateur élévateur pour s'assurer de la correspondance de l'équipement.

www.renac.de

Le transformateur sélectionné doit fournir des caractéristiques de tension et de puissance de sortie qui répondent aux exigences de l'exploitant du réseau local. En outre, le choix du transformateur doit se faire en coopération avec le fabricant de l'onduleur. Ils savent comment trouver un transformateur approprié et certains d'entre eux fournissent également le bon transformateur élévateur pour s'assurer de la correspondance de l'équipement.

Comme indiqué, les transformateurs sont évalués en puissance apparente [kVA]. La puissance apparente est constituée de la puissance réelle [W] et de la puissance réactive [var]. Alors que la puissance réelle est nécessaire à tout type de travail, la puissance réactive, elle, est nécessaire au bon fonctionnement d'un réseau en CA et doit être correctement équilibrée par les opérateurs de réseaux.

Dans certains pays, le Gestionnaire du réseau de distribution (GRD) exige des producteurs d'énergie PV de garantir un certain ratio entre la puissance apparente et la puissance réelle produite par les onduleurs et les transformateurs du système PV et devant être injectée dans leur réseau. Ce ratio est égal à $\cos(\varphi)$, le cosinus de l'angle entre le profil d'intensité et le profil de tension. Le ratio est appelé « cosinus phi » ou « facteur de puissance ». Les transformateurs sont des dispositifs inductifs et vont donc naturellement générer un retard entre la tension et le courant. Par conséquent, les onduleurs et les appareils de contrôle doivent tenir compte de l'angle de phase introduite par les transformateurs qui fournissent le point d'alimentation du réseau. Les onduleurs ont également certaines tolérances dans leur plage de tension de sortie et leur réponse de fréquence excessive ou de sous-fréquence.

Les onduleurs connectés au réseau vont souvent déconnecter le champ PV et se déconnecter du réseau si les conditions d'exploitation de la tension du réseau chutent en dehors de certaines plages. Par exemple, les onduleurs ayant une réponse en fréquence active ont une plage de fréquence particulière dans laquelle l'onduleur va continuer à fonctionner. Etant donné que le transformateur est un élément inductif qui provoque un décalage de l'angle de phase de l'alimentation électrique, il y a lieu de s'assurer que l'onduleur fonctionne correctement avec le transformateur.

De plus, la modulation de largeur d'impulsion (PWM) utilisée dans l'électronique de puissance de l'onduleur ajuste rapidement un signal interne d'échantillonnage du temps pour assurer que le niveau de tension à la sortie de l'onduleur est maintenu dans la plage de tolérance. Si le transformateur n'est pas adapté à l'onduleur de façon appropriée, il peut y avoir un écart entre la tension sur le circuit primaire du transformateur et la sortie de tension attendue de l'onduleur ; ce qui pourrait entraîner une sortie du transformateur non satisfaisante aux caractéristiques requises du réseau, ou provoquer une boucle de réaction dans le système de commande de l'onduleur qui peut potentiellement causer un mauvais fonctionnement de l'onduleur ou même causer des dommages aux composants.

Le transformateur doit être adapté à l'onduleur autant que possible afin d'assurer une performance optimisée. Il est donc recommandé de travailler en étroite collaboration avec le fabricant de l'onduleur lors du choix d'un transformateur. En fait, beaucoup de fabricants d'onduleurs vont se proposer d'installer ou livrer un transformateur présélectionné pour leur onduleur. Dans ce cas, il convient de vérifier que le transformateur choisi par le fabricant fournit les caractéristiques de qualité de puissance requises par le GRD compétent ou l'autorité responsable du réseau électrique.

3.6. Dimensionnement des câbles à CC et à CA

Dimensionnement du câble – côté CC



- Le total des pertes de câblage côté CC ne doivent pas dépasser 1%.
 - A noter que cela fait l'objet de négociations de RP → les faibles pertes impliquent des négociations PR de haut niveau, mais également un prix élevé du système !
- Dimensionnement du câble de chaîne à l'AJB (chute de tension de 1%).

Section transversale [mm²] $A_{\text{Chaîne CC}} \geq 2 \times L_{\text{câble CC}} \times I^2 / v \times P_{\text{champ}} \times K.$

Pertes de câbles [W] $P = 2 \times L_{\text{câble CC}} \times I_{\text{chaîne}}^2 / A_{\text{câble principal CC}} \times K.$

κ = conductivité électrique [m/Ωmm²].

κ : Cuivre = 56, Aluminium = 34.

- Dimensionnement du câble de bus CC : le câble principal CC et les câbles de bus doivent résister au courant maximum produit dans le champ PV. Habituellement calibré à 1,25 fois I_{SC} à STC.

Dimensionnement du câble – côté CC

- Les valeurs sont calculées et arrondies à l'excès à la prochaine classe standard
- Les matériaux du câble sont généralement le cuivre et l'aluminium
 - L'aluminium n'est pas toujours disponible mais permet de faire plus d'économies
 - L'aluminium présente quelques problèmes de pose → rupture au niveau des angles
- Section transversale standard pour le câblage :
 - Câble de chaîne – boîte de jonction de la chaîne : 2,5, 4 et 6 mm²
 - Boîte de jonction de chaîne – coffret de raccordement : 35, 50, 70 ou 90 mm²
 - Coffret de raccordement – onduleur : 300, 400, 500, 630 mm², ou des combinaisons multiples de ces câbles - 2 x 300 mm², par exemple

www.renac.de

Selon la norme DIN CEI 60364-7-712 (qui correspond à la norme VDE 0100-712), les pertes totales de câblage du côté DC ne doivent pas dépasser 1%.

L'équation ci-dessus montre comment calculer le câble de chaîne à la chaîne de l'onduleur ou au boîtier de jonction du champ ('AJB'). On notera que les pertes dans le câble dépendent directement de la quantité de courant qui circule dans le câble [A], la longueur du câble [m], la surface de section transversale du câble [mm²], ainsi que la conductivité électrique spécifique du matériau sélectionné du câble [m/Ωmm²] (NB : rappelez-vous que la résistivité spécifique est l'inverse de la conductivité. Donc, on peut donc également dire que les pertes dépendent de la résistivité spécifique du matériau du câble).

Le cuivre a une conductivité plus élevée (résistivité inférieure) par rapport à l'aluminium. Par conséquent, les câbles en cuivre auront moins de pertes (et sont également beaucoup plus coûteux). À noter qu'un courant plus élevé sur la ligne conduit à des pertes plus élevées, comme on peut le voir dans l'équation (simplifiée) :

$$P_{\text{perte}} = I^2 \cdot R$$

Par conséquent, une tension plus élevée sur la ligne va conduire à une perte relativement faible, parce que la tension est inversement proportionnelle à l'intensité, comme on peut le voir dans l'équation de base :

$$P = I \cdot V$$

et donc,

$$I = P / V$$

Le calibrage de la section transversale du câble dépend directement de la longueur du câble et du courant maximum qui passe dans le câble. P_{perte} est la perte de puissance acceptable dans le câble, laquelle perte est directement liée à la chute de tension - elle doit également être à 1% maximum ou à 0,01 de la puissance totale transmise sur la ligne. Le fait que le pourcentage de la perte de tension soit directement égal au pourcentage de la perte de puissance peut être vu dans la comparaison de base suivante qui indique une baisse de 1% :

$$P = I * V$$

et donc, $(P * 0,99) = I * (V * 0,99)$

Pour les besoins de protection, les fusibles de chaîne sont dimensionnés à 1,25 fois I_{sc} à STC, et la section transversale du câble doit être calculée de façon à résister à un courant plus élevé que le fusible. À noter que le but d'un fusible est de protéger le câble contre la surchauffe et qu'il doit donc être dimensionné (de façon à que sa capacité de charge soit inférieure à) /en fonction de la capacité de charge maximale du câble.

Une longue distance entre le champ réseau et l'onduleur central peut être une raison pour envisager l'installation d'un plus grand nombre de coffrets de raccordement dans des endroits stratégiques d'un grand système PV. Les coffrets de raccordement rassemblent le câblage de plusieurs chaînes qu'ils acheminent vers les onduleurs via une paire de câble unique. Les coffrets de raccordement CA peuvent également servir aux concepts d'onduleur de chaîne pour regrouper le câblage CA des onduleurs de chaîne dans une boîte de jonction, pour ensuite l'acheminer vers un transformateur central. En plus des avantages de réduction du câblage et de fourniture d'un emplacement pour la protection du fusible de chaîne, etc., les coffrets de raccordement constituent également un emplacement idéal pour installer des équipements de surveillance décentralisée devant servir à mesurer le niveau de performance des panneaux PV individuels.

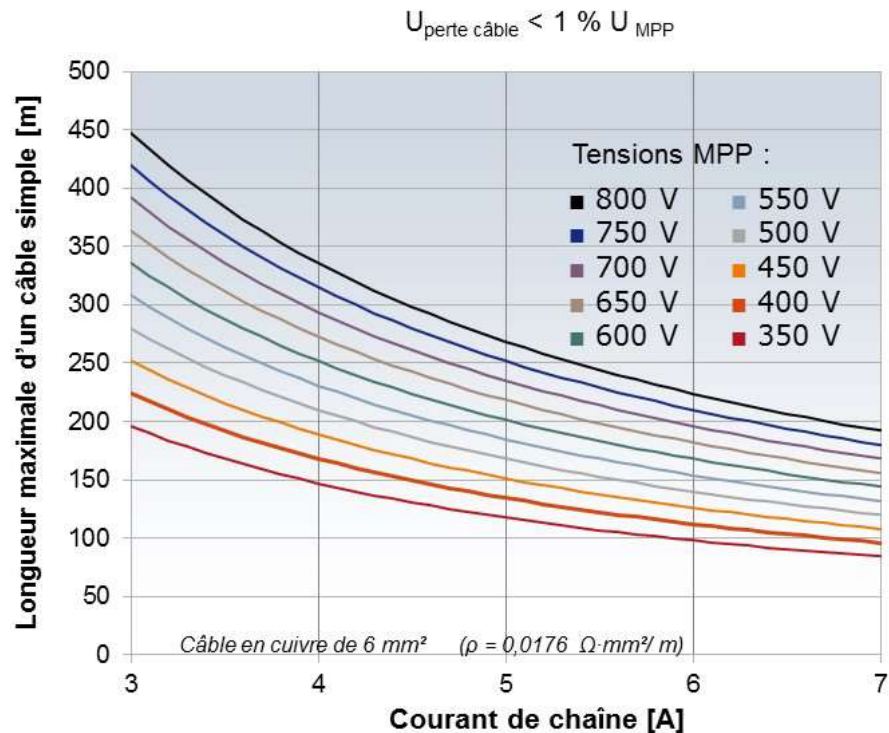
Les modules à couches minces ont généralement un courant de chaîne (I_{sc}) < 3 A ; ce qui implique moins de pertes dans le câblage et la possibilité de faire des réductions potentielles de coûts en évitant le besoin de recourir à de grandes sections transversales de câble. Équilibrer la distance entre les champs, les boîtes de jonction et les onduleurs est à la fois un processus d'optimisation technique et économique.

Les valeurs sont calculées et arrondies à la prochaine classe standard. Les valeurs typiques de ces sections transversales de chaîne sont 2,5, 4 et 6 mm², allant de la chaîne à la boîte de jonction du champ, et 16, 25, 35, 70 ou 90 mm² allant de la boîte de jonction du champ à un coffret de raccordement.

La section du câble allant du coffret de raccordement, également appelée boîtier de raccordement du générateur ('GJB') ou *boîte de dérivation du générateur* à l'onduleur peut être aussi grand que 300, 400, 500, 630 mm² ou plusieurs combinaisons de ces câbles. Par exemple : 2 x 300 mm², en fonction de la quantité de courant et des pertes acceptables.

Dimensionnement du câble – côté CC

- Typiquement faite, réduit automatiquement les efforts de conception
 - logiciel libre de câblage SMA ;
 - des tableaux dans différents livres ;
 - des graphiques.



www.renac.de

Le graphique ci-dessus montre la longueur maximale du câble qui, en fonction du courant de chaîne, peut être réalisée avec un câble en cuivre de 6 mm² et calculée pour une plage de tensions différentes du système.

À noter que c'est là un ancien tableau - de nos jours, les modules cristallins ont un courant de court-circuit (I_{sc}) > 8 A, étant donné que les dimensions des cellules ont augmenté depuis 2007. I_{sc} n'est pas seulement une fonction de la qualité de la cellule, mais elle est également une fonction de la surface exposée à la lumière du soleil. Dans tous les cas, on peut encore voir dans le tableau que la distance de 150 m à 200 m représente une limite naturelle du câblage à faible perte. C'est donc la distance à prendre en considération lors de la planification des coffrets de raccordement dans un système PV (au silicium) cristallin. Dans les systèmes réalisés avec des modules à couches minces, cette distance est plus grande étant donné que le courant de chaîne est (I_{sc}) < 3 A.

Ces graphiques peuvent être trouvés dans plusieurs ouvrages et leur utilisation est très courante. Aussi, un logiciel libre de câblage (du fabricant d'onduleurs SMA, par exemple) est recommandé. Naturellement, les pertes de câble peuvent encore être facilement calculées, et un logiciel de tableur peut donc être utilisé comme une méthode manuelle dans le processus de conception du système en vue d'assurer que les pertes ne dépassent pas les limites souhaitées.

Sécurité électrique – câblage CA



- Doit satisfaire aux normes :
 - CEI 60502 pour les câbles de 1-36 kV.
 - CEI 60364 pour les câbles basse tension.
 - CEI 60840 pour les câbles de 30-150 kV.
- Garantie 2 ans, en général.
- Preuve de résistance aux UV – mécanique.

Dimensionnement du câble – côté CA



- En CA, une chute de tension maximale de 2% est acceptable → sujet à négociation.

Section transversale 1Phase [mm²] $A_{CA \text{ 1Phase}} \geq 2 \times L_{\text{câble CA}} \times I_{CA} \times \cos \varphi / 3\% \times v \times \kappa.$

Section transversale 3Phase [mm²] $A_{CA \text{ 3Phase}} \geq \sqrt{2} \times L_{\text{câble CA}} \times I_{CA} \times \cos \varphi / 3\% \times v \times \kappa.$

Pertes de câbles 1Phase [W] $P = 2 \times L_{\text{câble CA}} \times I_{CA}^2 \times \cos \varphi / A_{\text{câble principal CA}} \times \kappa.$

Pertes de câbles 3Phase [W] $P = 3 \times L_{\text{câble CA}} \times I_{CA}^2 \times \cos \varphi / A_{\text{câble principal CA}} \times \kappa.$

κ = conductivité électrique [m/Ωmm²].

κ Cuivre = 56, Aluminum = 34.

$\cos \varphi$ = facteur de puissance (0,8 – 1).

U_{nom} = tension nominale du réseau (monophasé = 230V, triphasé = 400V).

Sécurité électrique – câblage CA



- Le câblage doit être calibré à la tension et à l'intensité maximales prévues (de fonctionnement et de court-circuit).
- Compromis : coût en capital (section transversale) versus coût opérationnel (pertes).
- Noyau mono/multi, et toujours une double isolation recommandée pour les zones de désert (animaux ou autre type de corrosion).
- Plage de température → d'au moins 100 °C, idéalement 125 °C ou plus dans les environnements hostiles.
- Matériaux : cuivre ou aluminium, selon la longueur et la section.

www.renac.de

Le câblage CA doit être conforme aux normes internationales telles que la norme CEI 60502 pour les câbles de 1kV à 36 kV, la norme CEI 60364 pour les câbles basse tension et la norme CEI 60840 pour les câbles de 30 kV et 150 kV.

Les câbles CA monoconducteurs (monopolaires) ou multiconducteurs (en cuivre ou en aluminium, selon la longueur et la section) ont généralement une garantie de 2 ans. Lorsqu'ils sont utilisés dans une application extérieure, ils doivent toujours faire figurer les spécifications de résistance aux UV - mécanique éprouvée. La plage de la température de fonctionnement doit être de 100 °C au moins, de préférence 125 °C ou plus, en fonction de la température ambiante prévue du site. Une double isolation est recommandée pour les installations situées dans des environnements hostiles, en vue d'empêcher les animaux ou autres types de corrosion de dégrader l'isolation et d'exposer les conducteurs métalliques.

Le câblage doit être calibré à la tension et à l'intensité maximales prévues (de fonctionnement et de court-circuit). En règle générale, les capacités de charge de courant des câbles sont données à environ 70% de la puissance maximale qu'un câble peut supporter. Les normes internationales doivent être respectées lors du dimensionnement des câbles en conditions normales de fonctionnement, ainsi que les extrêmes auxquelles les câbles peuvent être exposés. Toute valeur produite au-delà de cette règle doit être gérée par un système adéquat de protection des câbles – à noter que le principal rôle d'un fusible est de protéger le

câblage d'un état de surcharge susceptible de provoquer un incendie, une fusion et endommager les autres appareils).

Toujours sur le côté du câblage CA, le coût du capital (investissement initial basé en grande partie sur la section transversale du matériau) doit être équilibré aux coûts d'exploitation (des pertes techniques dans le câble signifient que moins d'énergie est livrée et vendue au réseau).

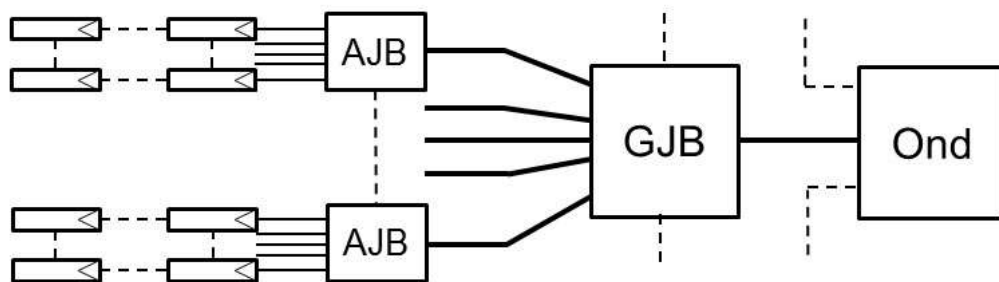
D'un point de vue technique, une chute de tension maximum de 2% est acceptable sur le côté CA, mais il arrive que les pertes de câble fassent l'objet d'une négociation fondée sur des arguments économiques. L'équation ci-dessus montre comment calculer la section transversale du câble sur le côté CA, ainsi que les pertes qui se produisent dans le câble.

3.7. Dimensionnement de la boîte de jonction et du commutateur principal CC

Dimensionnement du câble – Boîte de raccordement du générateur /coffret de raccordement



- Sert à réduire les sections transversales des câbles sur le champ PV
- Entrée à partir de l'AJB, et sortie à vers l'onduleur.
- Le dimensionnement des boîtes de raccordement du générateur dépend du nombre de boîtes de jonction des champs raccordées et du courant d'entrée correspondant de l'onduleur.
- Dotés de disjoncteurs mais ne disposent pas de fusibles, en général.



www.renac.de

Les Boîtiers de raccordement du générateur ('GJB') ou les coffrets de raccordement servent à connecter plusieurs câbles de la plus petite boîte de jonction du champ ('AJB') en recueillant le courant émanant des AJB qu'ils consolident en une sortie de câble qui peut être alors acheminé à travers l'installation PV. De cette façon, les sections transversales des câbles, la longueur des câbles et la complexité des tranchées de câbles qui traversent le parc solaire peuvent être réduites.

Comme le montre le graphique ci-dessus, plusieurs câbles à CC provenant des AJB sont connectés en parallèle à la GJB qui est ensuite raccordée à l'onduleur. Les AJB et les GJB ont toutes les deux un nombre limité de ports d'entrée de câbles, et le courant de sortie correspondant de l'AJB doit respecter les limites techniques de la GJB et, de la même manière, le courant de sortie de la GJB doit correspondre à l'entrée de l'onduleur. De même que les chaînes sont reliées en parallèle au niveau de l'AJB, le câblage de l'AJB est connecté en parallèle au niveau de la GJB pour ainsi maintenir l'amplitude de tension et additionner en même temps les sorties de courant.

En général, les GJB sont dotées, entre autres, de disjoncteurs mais ne sont pas dotées de fusibles en général, alors que les AJB sont souvent dotées des fusibles de chaîne, entre autres.

Dimensionnement du câble – Boîte de raccordement du générateur /coffret de raccordement



- Le dimensionnement des boîtes de jonction des champs dépend du nombre de chaînes par table - 3 à 6 chaînes, en général.
- Les disjoncteurs sont généralement de 40...80 A → sélectionner le fusible selon le courant maximal disponible au niveau de l'AJB.
- Fusibles de chaîne pour la borne positive et négative basés sur le courant de chaîne.
- Dimensionnement de la sortie de câble basé sur les pertes CC à la GJB → Les dimensions standard sont M32, M40 et M50.
- Connecteur multicontacts pour les chaînes entrantes.
- Cascade en option pour les modules à couches minces.

www.renac.de

Le dimensionnement des boîtes de jonction des champs dépend du nombre de chaînes par champ ou par table - généralement 2 à 6 chaînes. Elle contient des fusibles de chaîne pour les câbles positifs et négatifs basés sur le courant maximal I_{sc} d'une chaîne donnée. Les disjoncteurs sont généralement de 40 ... 80 A et sont choisis en fonction du courant maximal disponible émanant des multiples chaînes reliées à l'AJB.

Selon le plan conçu, la section transversale du câble est sélectionnée sur la base du calcul des pertes CC à la GJB ou à l'onduleur. M32, M40 et M50 sont des exemples de dimensions du câble au niveau de l'AJB.

Certaines AJB sont dotées de connecteurs multicontacts pour les chaînes entrantes, et d'autres disposent d'une cascade en option pour les modules à couches minces.

Les modules à couches minces ont généralement un courant de chaîne (I_{sc}) < 3A. Ainsi, par rapport aux modules cristallins, le nombre de chaînes connectées en parallèle pour répondre à la sortie de l'onduleur peut être trois fois plus élevé. Les boîtes de jonction avec cascade permettent de raccorder plusieurs chaînes en parallèle avec une certaine facilité de manipulation.

Dimensionnement du câble – Boîte de raccordement du générateur / coffret de raccordement



- Dimensionnement de la capacité de charge de courant du câble et du fusible/MCB (selon la norme CEI 60512 Partie 3) :

- courant admissible au câble (I_z) ;

$$I_z \geq I_r \text{ (courant de déclenchement du fusible de chaîne)}$$

- courant de déclenchement du fusible de chaîne (I_r fusible)

$$2 \times I_{sc} \text{ chaîne} > \text{fusible } I_r > I_{sc} \text{ chaîne} ;$$

- courant nominal du fusible de chaîne (I_{nom} fusible)

$$I_{nom} \text{ fusible} \geq 1,25 \times I_{nom} \text{ chaîne.}$$

www.renac.de

Comme mentionné précédemment, généralement si plus de trois chaînes sont connectées en parallèle, les fusibles de chaînes vont jouer un rôle important pour parer aux dommages causés par les potentiels courants inverses. Le courant inverse qu'un module peut gérer est en général évalué à deux fois I_{sc} ; ce qui signifie qu'un module est capable de prendre en charge le courant provenant de deux autres chaînes connectées en parallèle. Le courant inverse du module est mentionné sur la fiche technique et dépend des diodes internes. Si une chaîne fait défaut, le courant des autres chaînes peut prendre la direction de la chaîne défaillante ; ce qui génère une tension plus faible.

Les fusibles de chaîne sont nominalement calibrés à 125 % $I_{nom.}$ de la chaîne.

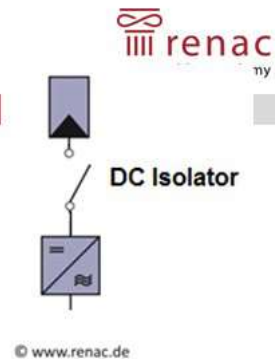
Le rôle du fusible est de protéger la chaîne si le courant doit atteindre deux fois I_{sc} (mesuré à STC) ; donc, le courant de déclenchement du fusible doit être dimensionné de façon appropriée. En d'autres termes, le courant de déclenchement du fusible de la chaîne doit être supérieur au courant de chaîne et inférieur au courant de retour des modules. Cependant, la puissance nominale du fusible (à 1,25 fois le I_{sc}) permet de s'assurer que le fusible de la chaîne ne va pas se déclencher inutilement.

En revanche, le courant de déclenchement doit être inférieur à la capacité de charge du câble afin d'assurer que le câble ne fera pas défaut pour cause de surcharge.

3.8. Dispositifs de sécurité/ protection électrique

Dispositifs de sécurité électrique - Principal dispositif de débranchement / sectionneur CC

- Interrupteur sectionneur CC :
 - déconnecte le générateur PV de l'onduleur ;
 - doit pouvoir commuter U_{oc} à -10° et $1,25 I_{sc}$.
- Doit pouvoir commuter la pleine charge en toute sécurité.
- Assure sa capacité de gérer la plus forte intensité de courant CC.
- Lorsqu'ils sont bien situés et utilisés selon leurs valeurs nominales approuvées, les disjoncteurs peuvent servir à déconnecter le système PV des onduleurs. Ce sont à la fois des dispositifs de déconnexion et de protection contre les surintensités.
- Le sectionneur CC doit être cadencé à un fonctionnement CC :
 - dans des circuits en CC et doit pouvoir déconnecter ;
 - connecte la pleine charge en toute sécurité ;
- Doit être dimensionné pour la plus forte intensité de courant CC.
- Certains fabricants d'onduleurs intègrent
 - un sectionneur CC dans l'onduleur.



Source : Renac

www.renac.de

L'interrupteur-sectionneur CC est situé à l'entrée CC de l'onduleur. Il débranche le système PV de l'onduleur et doit donc être en mesure de commuter la pleine charge PV, y compris la tension totale du champ à V_{oc} mesurée à -10°C , ainsi qu'un courant de 1,25 fois le I_{sc} .

Le sectionneur CC doit être cadencé à un fonctionnement CC et être capable de gérer aisément le courant CC le plus élevé produit par l'ensemble du champ branché à l'onduleur. À noter que la commutation de l'alimentation CC nécessite différentes exigences techniques, contrairement à l'alimentation CA, étant donné que l'alimentation CC a tendance à former un arc lorsqu'elle est commutée.

Lorsqu'ils sont bien situés et utilisés selon leurs cotes approuvées, les disjoncteurs qui peuvent être manuellement réglés et redémarrés peuvent servir à la fois de dispositifs de déconnexion et de protection contre les surintensités. Il est important de souligner que le sectionneur CC doit être bidirectionnel ; ce qui signifie que les côtés positif et négatif doit être tous les deux allumés en même temps.

Certains fabricants d'onduleurs intègrent leur propre sectionneur CC dans l'onduleur ou fournissent des équipements correspondants en se basant sur les entrées admissibles de l'onduleur.

Sécurité électrique les composants - côté CC



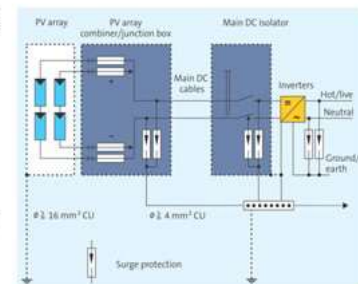
- Les éléments suivants sont couramment installés :
 - Coffrets de raccordement :
 - fusibles de chaîne ;
 - supprimeur de surtension (surtension) ;
 - disjoncteur CC ;
 - Sectionneurs CC.

www.renac.de

Des composants de protection électrique peuvent être installés à n'importe quel niveau du système modulaire PV. Les coffrets de raccordement et les boîtes de jonction du champ ne servent pas uniquement à la gestion appropriée des câbles, mais ils peuvent également intégrer des composants CC de protection/sécurité tels que les sectionneurs, les fusibles de chaîne et des dispositifs de protection contre les surtensions ou même des dispositifs de surveillance.

Fusibles de chaîne

- Les fusibles de chaîne et les MSB (disjoncteurs miniatures) sont conçus pour protéger le câblage électrique auquel ils sont reliés.
- Ils sont principalement utilisés dans les systèmes à plusieurs chaînes où des défauts peuvent mener à des courants inverses :
 - moins de trois chaînes en parallèle => aucun fusible n'est requis ;
- Les fusibles PV spécialement développés sont plus adaptés que les fusibles standards à CC.
- Il est conseillé de surveiller à distance l'état des fusibles. Etant donné qu'ils s'usent progressivement, cette usure peut à l'occasion mener à des situations dangereuses.
- Le remplacement des fusibles est l'une des tâches les plus courantes effectuées au cours de l'entretien d'une centrale PV solaire.



Dimensionnement des fusibles de chaîne

1. Dimensionnement de la capacité de charge de courant du câble et du fusible/MCB (selon la norme CEI 60512 Partie 3) :

- courant admissible du câble (I_z) ;

$$I_z \geq I_r$$

- courant de déclenchement de fusible de chaîne (I_r fusible)

$$2 \times I_{sc,chaîne} > I_{r,fusible} > I_{sc,chaîne}$$

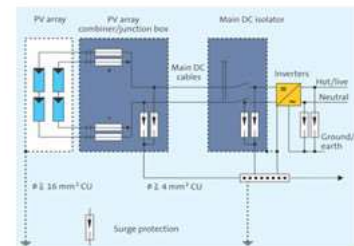
- courant nominal du fusible de chaîne

$$I_{nom,fusible} \geq 1,25 \times I_{nom,chaîne}$$

2. Tension électrique :

- $1,2 \times U_{OC}$ chaîne
- calcul de la tension maximale du système à -10°C .

3. (En option) Temps de déclenchement.



Les fusibles de chaîne et les MSB (disjoncteurs miniatures) sont conçus pour protéger le câblage électrique. Ils sont reliés en série aux chaînes de module de la boîte de jonction.

Les fusibles PV spécialement développés sont plus adaptés que les fusibles standards à CC. Ils doivent être calibrés à une plus haute tension en circuit ouvert, à savoir une chaîne V_{OC} à -10°C (ou autres températures, en fonction de la plus basse température ambiante du site).

Il est conseillé de surveiller à distance l'état des fusibles et de les changer chaque année. Etant donné qu'ils s'usent progressivement, cette usure peut à l'occasion mener à des situations dangereuses. Le remplacement des fusibles est l'une des tâches les plus courantes effectuées au cours de l'entretien d'une centrale PV solaire. Si les fusibles se déclenchent trop souvent, il serait judicieux de revoir si leur dimensionnement a été trop petit pour le champ, étant donné qu'à chaque fois qu'un fusible fond, il doit être remplacé avant que la chaîne affectée ne soit en mesure de produire de l'électricité à nouveau.

De plus, les fusibles ont des courbes de fonctionnement spécifiques qui doivent être étudiées lors du choix des composants. Même à leurs niveaux de courant nominal, les fusibles vont souvent marquer un long délai avant de se déclencher. Cela est dû aux propriétés physiques du fusible (le filament de métal chauffe avant de fondre, et ce réchauffement se produit à des rythmes différents selon la quantité de courant qui circule dans le filament) et sert à empêcher que le fusible ne saute inutilement. Lorsqu'ils sont exposés à des charges de courant plus élevés, les fusibles vont se déclencher beaucoup plus vite pour éviter qu'une forte intensité du courant ne circule sur la ligne. Enfin, les fusibles ont également une certaine limite d'intensité de courant au-delà duquel ils sont susceptibles de se rompre. Il est possible qu'une intensité de courant extrêmement élevée puisse annuler la capacité isolante du fusible et ainsi continuer à conduire le courant, même après que le fusible se soit déclenché.

Pour garantir le même potentiel de référence, les disjoncteurs doivent avoir la même mise à la terre que l'interrupteur-sectionneur CC et l'onduleur.

3.9. Sécurité électrique

Mise à la terre et protection contre la foudre



- Nécessaire pour protéger le système PV des décharges électriques, du feu, de la foudre, des interférences électromagnétiques et de la dégradation des modules.
- La mise à la terre d'un système PV est obligatoire sur les deux côtés CC et CA :
 - mise à la terre du cadre du champ ;
 - mise à la terre du système (conducteur CC) ;
 - Onduleur ;
 - parafoudres et limiteurs de surtension.
- Les tiges de mise à la terre doivent être placées à proximité des boîtes de jonction, des dispositifs de protection contre les surtensions et des onduleurs (parfois inclus).

www.renac.de

Une mise à la terre ou à la masse adéquate offre un point de continuité électrique constant entre tous les composants du système PV, si bien qu'une charge électrique dangereuse n'apparaît pas là où elle ne devrait pas. Lorsqu'il est permis que différents niveaux de charge s'accumulent sur une diversité de composants, par exemple, lorsqu'une tension apparaît entre un cadre et une clôture du panneau PV, le courant peut y circuler s'ils viennent à être électriquement reliés ; ce qui pourrait mener à des électrocutions et/ ou des dommages à l'équipement. Une mise à la masse adéquate des différents composants permet de parer à l'accumulation de ce potentiel, et le raccordement de ce système de mise à la masse aux câbles et tiges bien mis à terre offre une sortie du surplus de courant devant circuler en cas de variations brusques ou de fuites de courant causés par la foudre, par exemple.

La mise à la masse du système PV est obligatoire sur les deux côtés CC et CA. La mise à la terre du cadre du champ protège la structure métallique et les modules PV de se charger pendant les orages. Si l'ensemble du système est relié à la masse, c'est qu'il est également protégé des interférences électromagnétiques. Les parafoudres et les limiteurs de surtension doivent également être mis à terre.

Le système PV peut être relié à la terre sur les côtés cadre du module, structure de montage en rack, boîte de jonction du champ, sectionneur CC et sur le côté onduleur.

Pour ce qui est du choix de l'onduleur, les recommandations des fabricants d'onduleurs sur les installations de modules à couche mince et les technologies de modules PV à base de c-Si à contact arrière doivent être rigoureusement prises en compte. De tels systèmes doivent être installés avec un kit de mise à la terre additionnel intégré à l'onduleur. Par exemple, le pôle négatif des modules à couche mince peut être relié au système mis à terre vs. le pôle positif dans le cas des technologies de modules PV à base de c-Si à contact arrière. Donc, les instructions du fabricant d'onduleurs doivent être suivies de façon rigoureuse. Les tiges de mise à la terre doivent être placées à proximité des boîtes de jonction, des dispositifs de protection contre les surtensions et des onduleurs. Souvent, la réglementation locale exige que les tiges de mise à la terre soient également espacées à travers le site. Si les structures de montage sont enfoncées dans le sol, alors les tiges de support à intervalles réguliers des cadres offrent également un point d'entrée à la mise à la terre. Dans tous les cas, les règles de mise à la terre sont strictement réglementées par pays, et les normes locales doivent être rigoureusement suivies. Une étude professionnelle de mise à la terre devra souvent être menée par un organisme agréé. Une telle étude inclut des tests de conductivité (résistivité) au sol et des simulations logicielles en cas de défauts et d'événements de natures diverses. De cette façon, les potentiels de toucher et de pas peuvent être évalués et des mesures additionnelles de mise à la masse peuvent être proposées.

Protection contre les surtensions - dispositif de commutation



- Interrupteur-sectionneur et protection contre les courants de défaut à la sortie de l'onduleur ou à l'entrée du dispositif de commutation.
- Dispositif de commutation :
 - Jusqu'à 33 kV : cabine interne métallique avec barres à isolation gazeuse et disjoncteurs sous vide ou à SF6 ;
 - Plus de 33 kV : typiquement des barres à isolation d'air.
- Se référer aux codes locaux sur les dispositifs de commutation pour les protections requises :
 - CEI 61439 pour les tableaux électriques basse tension ;
 - CEI 62271 pour les appareillages à haute tension.

Le terme dispositif de commutation englobe la combinaison des interrupteurs-sectionneurs électriques, des fusibles ou des disjoncteurs utilisés pour contrôler, protéger et isoler l'équipement électrique. Le dispositif de commutation protège des fuites non intentionnelles qui ont lieu en amont et en aval du système (lorsqu'un disjoncteur est déclenché et ouvre le circuit, par exemple). Toutefois, le dispositif de commutation est également utilisé pour volontairement débrancher et mettre hors tension le système en cas d'incendie ou de maintenance/ entretien, par exemple (au moyen d'un interrupteur-sectionneur bipolaire, par exemple). Un disjoncteur différentiel (p. ex. également sous forme de dispositifs électroniques intelligents tels que les relais numériques) est souvent installé à la sortie de l'onduleur ou à l'entrée du dispositif de commutation. Le dispositif de commutation peut également être combiné à l'équipement de mesure, de contrôle et de protection. Il va sans dire que le dispositif de commutation joue un rôle essentiel dans la capacité de contrôler la sortie du système et d'effectuer des tâches sécuritaires et d'entretien nécessaires.

Dans les postes électriques tels que le point de raccordement entre un système PV à grande échelle et le réseau électrique, le dispositif de commutation est situé sur les deux côtés haute tension et basse tension des transformateurs de puissance. Le but est non seulement d'assurer la redondance, mais aussi de faire en sorte que le transformateur lui-même puisse être isolé des deux côtés à des fins d'entretien et de remplacement. Les barres omnibus à isolation gazeuse et les disjoncteurs (à coupure) sous vide ou à hexafluorure de soufre (SF6) sont couramment appliqués pour la gestion des lignes de 33 kV ou moins par des dispositifs de commutation. Les dispositifs de commutation haute tension utilisent généralement des barres omnibus à isolation d'air.

Tout comme pour les normes de protection, les normes nationales et internationales régissent le classement, la conception et les spécifications des dispositifs de commutation, ainsi que les protections requises. Les normes IEEE et ANSI sont utilisées en Amérique du Nord, et les normes CEI sont communes à l'échelle mondiale (CEI 61439 pour les tableaux électriques basse tension, CEI 62271 pour les appareillages à haute tension), avec souvent des codes nationaux locaux portant sur les modifications ou variations spécifiques par rapport aux codes internationaux.

Mise à la terre/ à la masse

- Limite les tensions dues :
 - à la foudre ;
 - à la surtension des lignes électriques ;
 - au contact involontaire avec les lignes haute tension.
- Offre un chemin de courant pour la circulation du surplus d'électricité (sur la terre).
- Deux types de mise à la masse :
 - Mise à la terre de l'équipement (joindre toutes les pièces métalliques exposées du système PV à l'électrode de mise à la masse) ;
 - Mise à la masse du système (à un point, attacher la masse à un conducteur de charge de courant) :
 - côté CC du système → Négatif à la masse ;
 - côté CA du système → Neutre à la masse.



Source : Frank Jackson

Mise à la terre/ à la masse



- En général, un seul conducteur de raccordement (conducteur de terre à la masse) pour le côté CC, et un conducteur de raccordement pour le côté CA (neutre à la terre) pour mise à la masse du système.
 - A noter que les raccordements CC sont généralement situés à l'intérieur des onduleurs centraux ou dans des dispositifs de protection contre les défauts à la terre.
- Les conducteurs CC et CA des électrodes de terre doivent être correctement branchés :
 - ils peuvent être reliés au même système d'électrodes de terre (tiges de mise à la terre) ;
 - s'ils sont utilisés, les électrodes séparés doivent être reliés ensemble.

Lecture recommandée :

**Photovoltaic Power Systems
And the
2005 National Electrical Code:
Suggested Practices**

John Wiles
Southwest Technology Development Institute
New Mexico State University
PO Box 30001, MSC 3 SOLAR
Corner of Research Drive and Sam Steel Way
Las Cruces, NM 88003

www.renac.de

Une mise à la terre adéquate d'un système PV permet non seulement d'empêcher l'accumulation de charges dangereuses dans des endroits où elles ne devraient pas apparaître (c.-à-d. dans des pièces métalliques non porteuses de courant tels que les cadres du module et les structures de montage), mais elle fournit également un raccordement à un évier théoriquement infinie où l'excès de courant peut circuler en cas de crête de courant due à la foudre, par exemple.

Dans les systèmes d'alimentation et de communication d'électricité, une mise à la terre ou à la masse du système fournit également un point de tension de référence zéro à tous les autres composants du système. En théorie, la terre doit pouvoir absorber une quantité illimitée de courant sans pour autant changer son potentiel. Ce qui n'est pas le cas, en réalité. Mais des études de mise à la terre servent aussi à prédire la hauteur à laquelle le potentiel terrestre pourrait augmenter, dans le cas d'un phénomène extrême de surcharge de courant. Si la hausse du potentiel terrestre est dans les limites acceptables, le risque de choc électrique est alors maintenu à un minimum acceptable.

En tant qu'une tension de référence zéro, le conducteur à la référence de tension zéro doit être relié à la terre. Sur le côté CC, il s'agit du conducteur négatif, alors que ce sera le conducteur neutre sur le côté CA. À noter que les liaisons CC sont généralement situées à l'intérieur des onduleurs centraux ou dans des dispositifs de protection contre les défauts à la terre. Il n'y a généralement qu'un seul conducteur au sol pour le côté CC et un autre conducteur pour le côté CA. Les côtés CC et CA peuvent être reliés au même système d'électrodes de mise à la terre (tiges de mise à la terre).

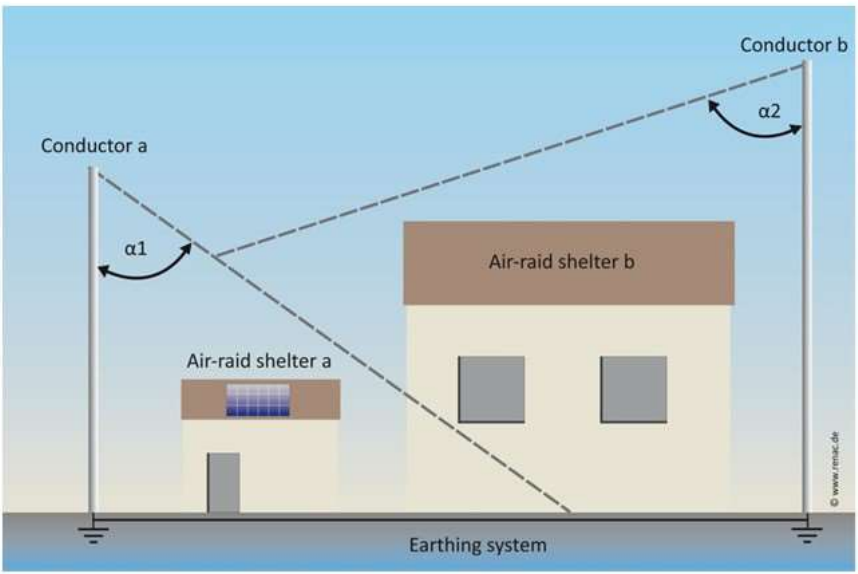
Si des tiges de mise à la terre séparées sont utilisées, elles doivent alors être liées ensemble. L'image de la diapositive montre une électrode typique de mise à la terre qui consiste en une tige conductrice (généralement en cuivre) profondément enfoncée dans le sol.

À noter que les règlements sur les systèmes de mise à la terre varient fortement d'un pays à l'autre et doivent être largement consultés pendant la planification d'un système PV. La plupart des codes de l'électricité précisent que l'isolation sur les conducteurs de protection doit être d'une combinaison de couleur définie (jaune-vert par exemple, tel que le montre l'image).

Un très bon guide aux questions de mise à la masse et à la terre est le livre « *Photovoltaic Power Systems and the 2005 National Electric Code: Suggested Practices* » de John Wiles du Southwest Technology Development Institute de l'université d'État du Nouveau-Mexique.

3.10. Protection contre la foudre et les surtensions

Protection contre la foudre (I)



L'angle de protection dépend de la classe de protection et de la hauteur



www.renac.de

Le graphique montre un système simple de protection contre la foudre.

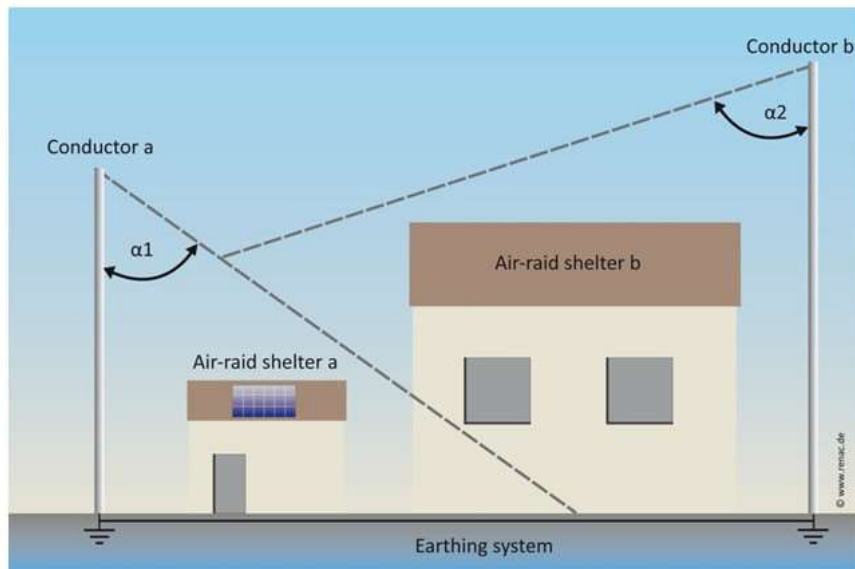
Les angles de protection définissent la hauteur des paratonnerres conformément à la norme CEI 62305 qui remplace la norme européenne EN 62305. Ces normes comportent des tableaux qui indiquent le niveau de protection d'un bâtiment donné. Le niveau de protection est plus élevé pour les bâtiments publics comme les écoles et les hôtels de ville, par exemple. Le plus haut niveau de protection est défini pour les industries et autres sites qui présentent un grand danger comme les installations radioactives. Le niveau de protection définit l'angle de protection et la hauteur du paratonnerre.

Étant l'élément métallique le plus élevé du site, le paratonnerre attire la foudre et va directement diriger directement la tension sur la terre puisqu'il est relié à une tige de mise à la terre. Il est également appelé parafoudre extérieur ou limiteur de surtension.

La haute tension attirée par un paratonnerre entraîne des courants de masse qui peuvent induire une tension dans des conducteurs misés sous terre et quelquefois dans des lignes de réseau. Le cas échéant, une haute tension peut pénétrer dans l'installation PV via le réseau public. Les dispositifs de protection contre les surtensions (SPD) peuvent éviter des dommages à l'installation en court-circuitant au sol toutes tensions indésirables au-delà d'un seuil de sécurité. Ces SPD relient le système à la mise à terre via une résistance variable qui fait chuter immédiatement sa résistance à pratiquement zéro (court-circuit) dans le cas d'une crête de tension. De cette façon, tout flux de courant qui suit la crête de tension sera dirigé à la mise à la terre. Il est également appelé parafoudre extérieure ou limiteur de surtension.

Un système de protection contre la foudre qui utilise des paratonnerres est ainsi conçu pour attirer et capturer un coup de foudre d'une tempête, dans le but 1) d'éviter que la foudre ne frappe directement l'équipement PV et 2) de gérer la tension et les surtensions (ou pointes de courant), une fois que la foudre a été attirée. Par conséquent, il est possible qu'un tel système présente un risque de pics de tension dans les lignes des réseaux environnantes. De tels pics de tension peuvent par exemple apparaître à 2 km autour du premier coup de foudre. Par conséquent, des mesures de protection interne contre la foudre et les surtensions sont également une bonne idée pour éviter des dommages causés par des hautes tensions induites sur les lignes de réseau.

Protection contre la foudre (II)



www.renac.de

La distance de séparation est la distance allant de la zone protégée au système de protection contre la foudre qui est constitué des paratonnerres et du conducteur électrique qui le relie à la tige de mise à la terre. La distance de séparation peut être calculée par l'équation ci-dessus. Elle est fonction des matériaux utilisés, de la longueur de la tige de mise à la terre et de la symétrie du système de protection. Les fournisseurs de parafoudres sont disposés à partager leur expérience et à aider sur ces équations. Une installation typique sur un toit aura une distance de séparation de 0,5 m par exemple.

Si la distance de séparation ne peut être respectée, alors un dispositif de protection de type 1 contre la foudre doit également être installé.

Comment protéger un système PV

- a. dispositifs de protection contre la foudre avec des tiges et parafoudre (type 1).
- b. dispositifs de protection contre les surtensions avec limiteur de surtension (type 2) près de la table, par exemple, dans le coffret de raccordement, et si nécessaire (en fonction de la distance) à proximité du onduleur dans le circuit CC.



Source : RENAC

www.renac.de

L'image ci-dessus montre des exemples des différents dispositifs de protection, le parafoudre (type 1) et le supprimeur de tension (type 2).

Il existe trois cas distincts de différenciation :

1. S'il n'y a pas de parafoudre extérieur, un limiteur de surtension (type 2) est recommandé, mais son installation sur le côté CC n'est pas obligatoire pour protéger l'onduleur.
Sur la ligne d'entrée CA, un limiteur de surtension (type 2) sera installé si le bâtiment est dans une zone exposée à des impacts élevés de foudre.
2. S'il y a un parafoudre extérieur et que la distance de séparation est respectée, un limiteur de surtension (type 2) est alors recommandé, mais son installation sur le côté CC n'est pas obligatoire pour protéger l'onduleur. L'alimentation basse tension dans le bâtiment doit être protégée par un parafoudre combiné multipolaire et un limiteur de surtension (type 2).
3. S'il y a un parafoudre extérieur et que la distance de séparation n'est pas respectée, l'installation d'un parafoudre (type 1) sur le côté CC est alors obligatoire pour protéger l'onduleur et les lignes conductrices. Sur la ligne d'entrée CA, un parafoudre combiné multipolaire et un limiteur de surtension doivent être installés.

Pour les centrales PV, il est recommandé d'organiser les paratonnerres dans façon à garder la distance de séparation entre les cadres de support du PV et les paratonnerres. Les paratonnerres doivent être placés au côté nord du système PV sur une hauteur suffisante. D'autres paratonnerres ajoutés doivent être calibrés et placés de façon à éviter tout ombrage. Le choix d'un limiteur de surtension tient compte du parafoudre extérieur et de la distance de séparation maintenue.

4. Mise en service de système PV

4.1. Documentation du système

Vérification technique préalable



- Toutes ces méthodes de test sont également des équipements appropriés pour faire une vérification technique préalable.
- Liste de contrôle :
 - ☐ Vérifiez toutes les fiches techniques et les certificats des composants et les conditions de la garantie
 - ☐ Vérifiez la conception du système
 - ☐ Vérifiez le rapport d'étude du site
 - ☐ Vérifiez les informations sur le raccordement au réseau et aux codes du réseau
 - ☐ Y a-t-il de sujets spécifiques ? (les modules à film fin ne fonctionnent pas avec tous les types d'onduleurs)
 - ☐ Décision : test de pré-mise en service nécessaire ? Imagerie par IR, imagerie par EL, courbes IV?

www.renac.de

Autant une vérification est nécessaire pour ce qui est de l'aspect financier, autant elle est nécessaire pour ce qui est de l'aspect technique afin de s'assurer que l'installation d'un système PV est un investissement sûr, qui donnera les résultats escomptés. La documentation du système est vitale au processus de vérification technique préalable. Selon IEC 62446, la documentation du système comprend toutes les fiches techniques et les certificats de tous les composants, ainsi que les exigences touchant à la garantie, les informations portant sur la connexion et sur les conditions de raccordement au réseau, la conception du système, le rapport d'étude du site et le plan de câblage. Toute la documentation du système, y compris le rapport de test et le contrat d'exploitation et d'entretien (E et E), doit être remise au propriétaire du système. Le rapport de test contient non seulement les valeurs mesurées des composants installés, mais aussi des informations sur des sujets spécifiques pertinents pour le système à l'exemple des recommandations faites par le fabricant de l'onduleur au sujet du raccordement de modules à film fin, s'il y a lieu.

Un test de pré-mise en service peut parfois être nécessaire pour les centrales PV car elles représentent un important investissement.

Le diagramme illustre le processus de mise en service d'une centrale photovoltaïque de moyenne ou grande taille. Le processus commence par la **Construction**, suivie de l'**Intégration mécanique** et du **Test d'achèvement mécanique**. Si ce test réussit, un **Certificat d'achèvement mécanique** est délivré. Ensuite, le **Test d'achèvement électrique** est effectué. Si réussi, un **Certificat d'achèvement électrique** est délivré. Le processus continue avec le **Raccordement au réseau** et la **Mise en service de l'onduleur**. À ce stade, le **Test de performance** est réalisé. Si réussi, un **Certificat de réception définitive** est délivré. Le processus se termine par **X années d'exploitation**, suivi du **Test de performance final**. Si réussi, le processus se termine. Si non réussi, le processus retourne au **Test de performance**. Le diagramme inclut également des étapes de **Début de la garantie de bonne exécution et d'autres garanties** et de **Transfert de partenariat**.

```

graph TD
    Construction[Construction] --> IntegMech[Intégration mécanique]
    IntegMech --> TestMech[Test d'achèvement mécanique]
    TestMech -- Réussi ? --> CertMech[Certificat d'achèvement mécanique]
    TestMech -- Non --> TestMech
    CertMech --> Transfert[Transfert de partenariat]
    Transfert --> TestElec[Test d'achèvement électrique]
    TestElec -- Réussi ? --> CertElec[Certificat d'achèvement électrique]
    TestElec -- Non --> TestElec
    CertElec --> Raccord[Raccordement au réseau]
    Raccord --> MiseServ[Mise en service de l'onduleur]
    MiseServ --> TestPerf[Test de performance]
    TestPerf -- Réussi ? --> CertDef[Certificat de réception définitive]
    TestPerf -- Non --> TestPerf
    CertDef --> Explo[X années d'exploitation]
    Explo --> TestPerfFin[Test de performance final]
    TestPerfFin -- Réussi ? --> Fin[Fin]
    TestPerfFin -- Non --> TestPerf
  
```

La qualité de l'installation est tout aussi importante que celle des composants du système.

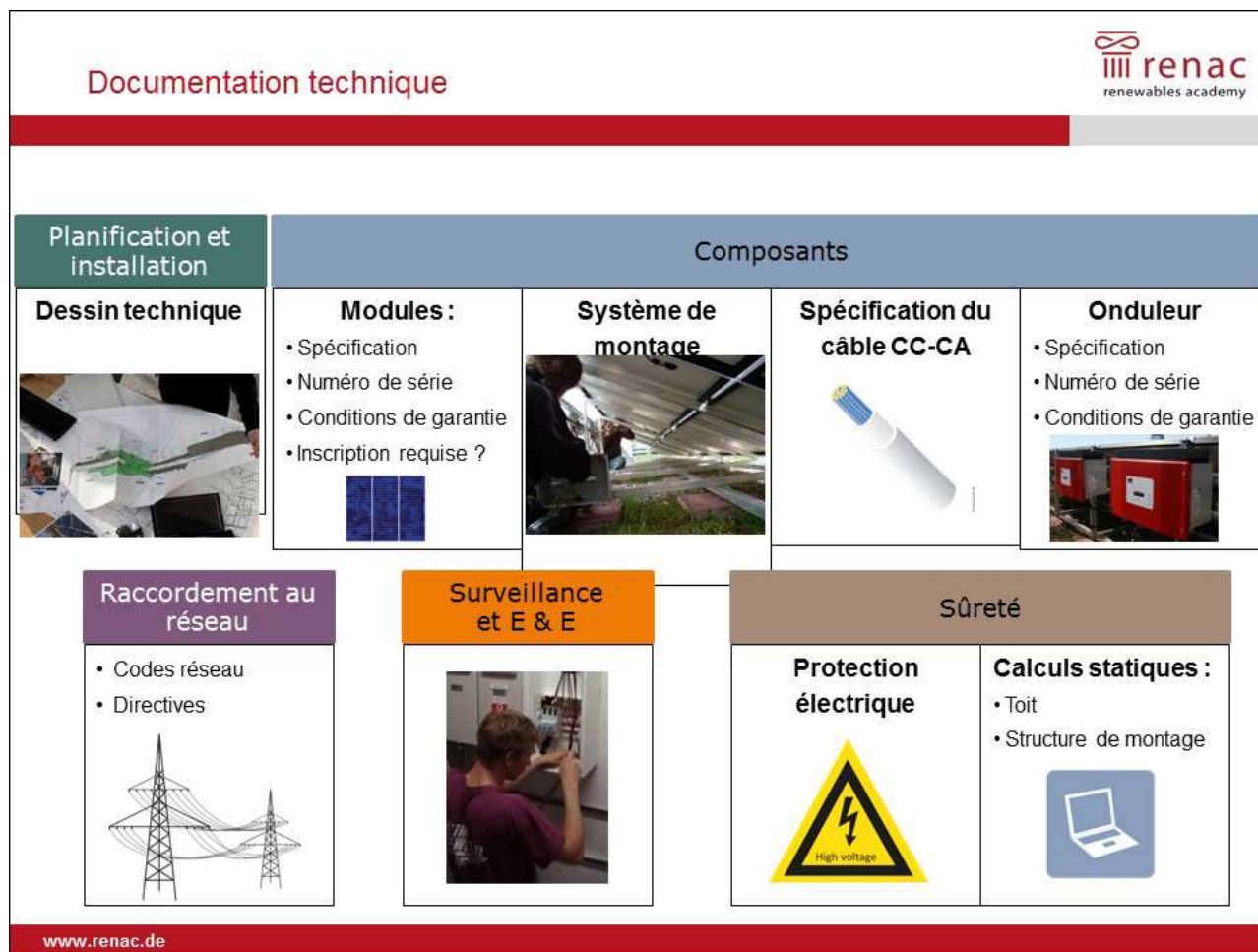
Des tests peuvent être effectués à différents niveaux de l'installation afin de vérifier la qualité de l'installation. Lorsque diverses entreprises d'installation travaillent sur le même site, il est particulièrement fondamental d'avoir les documents de mise en service à l'exemple des certificats d'achèvement.

Un certificat d'achèvement de l'aspect mécanique valide que la réalisation est conforme au programme de construction suite à la vérification du nombre et des dimensions des fondations, et à la vérification des distances entre les rangées et celle des composants spécifiques installés, etc. Alors que des tests tels que les calculs statiques de portance et les analyses du sol sont faits avant le début de la construction dans le cadre du processus de planification et de vérification, il arrive souvent que les plans validés soient légèrement modifiés lors de la construction pour tenir compte des circonstances imprévues ou des caractéristiques du site. Si un changement quelconque a eu lieu entre les plans validés et la réalisation sur le terrain, un tel changement doit être consigné en détail dans la documentation « conforme à l'exécution » et les dessins ; dans cette documentation, les dessins précédemment validés sont mis à jour en même temps que les détails sur la centrale, afin de rendre compte de la manière dont l'installation est effectivement construite.

L'installation électrique peut être testée avant et après le raccordement à l'onduleur, conformément à IEC 62446, et le rapport du test sert de certificat d'achèvement électrique. Le jour où le raccordement électrique est réalisé devient la date du début de l'exploitation commerciale, et la phase de surveillance commence à ce moment-là. De même, cette date marque aussi le début de la garantie de bonne exécution et d'autres garanties. Lors de l'exploitation, les données de surveillance sont analysées et interprétées jusqu'à la fin de la période de garantie où il est délivré un certificat de réception définitive.

Les investisseurs en fonds propres cherchent généralement à nouer des relations à long terme avec leurs partenaires de projets. Ces partenariats sont basés sur la confiance et sont mutuellement bénéfiques. Des projets de référence bien documentés ayant un certificat de réception définitive et des certificats d'expertise technique inspirent confiance aux investisseurs et autres partenaires de projets. En outre, une documentation appropriée est nécessaire pour pouvoir présenter le projet aux investisseurs potentiels si, par exemple, le projet est destiné à être revendu. Des partenariats en cours basés sur la confiance peuvent conduire à plus de contrats réguliers et une baisse des coûts, ex. : pour la standardisation des contrats et la vérification technique préalable.

4.2. Test d'une centrale PV



La plupart des documentations techniques peuvent et doivent être vérifiées avant la mise en service.

La documentation de planification préparée avant la phase de construction à l'exemple des dessins techniques, les calculs statiques du toit et de la structure de montage, le raccordement du module et de la chaîne, la définition de l'unité solaire et le calcul ou la simulation du rendement énergétique attendu peuvent accompagner la documentation du système.

Les spécifications du câble de CC et CA doivent être conformes aux normes électriques appropriées. Les valeurs nominales des câbles, des boîtes de jonction et des sectionneurs peuvent être vérifiées par comparaison avec le plan de câblage.

Pour ce qui est du nombre et des spécifications des composants d'installation, les listes d'achat et de livraison, les fiches techniques et les spécifications pour les modules, les onduleurs ainsi que les numéros de série et données flash doivent faire partie de la documentation technique.

Les conditions de garantie pour les différents composants tels que les modules, les onduleurs et le système de montage doivent être vérifiées et une preuve appropriée et documentée de la couverture doit être obtenue. Le manuel d'installation du module doit correspondre aux conditions d'installation du système de montage et aux exigences du fabricant de l'onduleur. Les recommandations faites par les fabricants et les fournisseurs complètent les conditions de la garantie.

Par exemple, certains fabricants de modules (ex. : First Solar) demandent l'enregistrement des numéros de série avant de rendre disponible la garantie de bonne exécution.

Les réglementations, les normes électriques et les conditions de raccordement au réseau appliquées doivent être bien documentées. En outre, le programme de protection électrique appliqué correspondant aux normes doit être obtenu facilement afin de répondre à toutes les questions susceptibles d'être posées. C'est aussi une bonne occasion de créer les listes de contrôle correspondantes pour la procédure de mise en service du système.

À ce stade, les listes de contrôle d'exploitation et d'entretien peuvent aussi être créées, et les intervalles de données de surveillance peuvent également être définis.

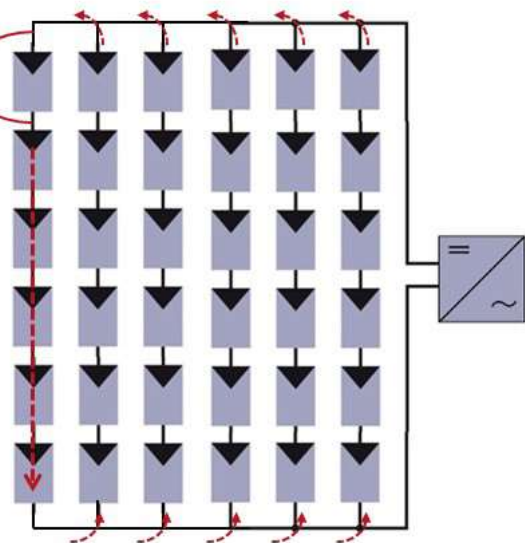
Mesure du CC avant la mise sous tension

Le test avant la mise sous tension est important :

1. Exemple : Le **courant inverse** de l'installation PV peut être plus important que ce qui est prévu pour les modules (fiche technique du module) :

- 6 chaînes de 8 A chacune raccordée en parallèle :
 $I_{\text{Total}} = 48 \text{ A}$
- Si la tension d'un circuit ouvert d'une chaîne est inférieure à celle des autres chaînes (ex. : à cause d'une mauvaise polarité ou d'un court circuit sur le(s) module(s), un courant inverse de $5 \cdot 8 \text{ A} = 40 \text{ A}$ peut circuler en arrière à travers la chaîne.
- Courant inverse maximale : $I_R = 15$ ou 20 A (pour les modules c-si)

court-circuit



2. Exemple : **Une tension trop forte** ou un courant trop fort détruisent les composants!

Mesure du CC avant la mise sous tension

Générateur
(chaînes ou champ)

• Polarité CC

• Mesure de la courbe IV ou V_{oc} et I_{sc}

Dernière occasion de déceler des avaries, des nombres incorrects de modules dans le champ ou de mauvaises configurations de modules.

Boîte de jonction
du générateur• Fusibles,
disjoncteur(en
charge ?)

- Les garanties sur l'onduleur ne couvrent pas sa destruction en suite à une mauvaise polarité
- Le courant dépend de l'ensoleillement ; lorsque le ciel est clair, il est de 80 – 95 % de I_{sc} à STC. Il est d'environ 10 % par temps nuageux et sombre.
- N'essayez jamais de mesurer le courant entre les bornes positives et négatives de l'onduleur.
- Même lorsqu'on déconnecte le champ de l'onduleur en ouvrant l'isolateur du CC, il peut encore y avoir une tension aux bornes d'entrée (capacité) qui peut y demeurer pendant plusieurs minutes

Continuité et isolation de la
résistance

du câblage CC depuis le champ PV jusqu'à la boîte du combinateur (boîtier de raccordement du générateur) et à l'onduleur pour déceler tout court-circuit, avarie à la masse et isolation défectueuse

Il est très important d'effectuer des mesures de CC avant le raccordement à l'onduleur afin d'assurer une bonne installation. Tous les câbles doivent être clairement identifiés par codes couleur; mais des étiquettes physiques sont préférables.

Le phénomène de courant inverse est un phénomène qui survient rarement mais contre lequel on doit tout de même se prémunir. Le courant inverse ne peut survenir que dans des configurations multicellulaires avec un onduleur central : si la tension en circuit ouvert d'une chaîne est inférieure à celle d'autres chaînes, le courant des autres chaînes circule dans les chaînes défectueuses en sens inverse, ce qui risque d'endommager ces dernières.

L'ombrage n'affecte pas de manière significative la tension en circuit ouvert et n'est donc pas une cause du courant inverse. Les principales avaries réduisant la tension de la chaîne sont les courts-circuits dans les modules et les cellules, ou les avaries liées à la double masse.

Si par exemple, 6 chaînes qui fournissent 8 Ampères chacune sont raccordées en parallèle et que la tension d'une chaîne baisse, un courant inverse de $(6-1) \times 8 \text{ A} = 40 \text{ A}$ pourrait circuler par cette chaîne!

Le courant inverse maximum d'un module c-Si est entre 15 et 20A.

Pour se prémunir du courant inverse, on peut utiliser les diodes de chaîne (qui causent des pertes constantes) et les fusibles de chaîne (qui causent moins de pertes que les diodes).

En outre, si la tension en circuit ouvert des chaînes ou de l'ensemble du champ dépasse la tension nominale des composants, ils peuvent également être endommagés ou détruits.

La tension en circuit ouvert V_{oc} et le courant de court-circuit I_{sc} des chaînes et du champ doivent aussi être mesurés ; ils constituent une partie importante de la documentation technique qui permet de faire la comparaison avec les valeurs mesurées.

Les fusibles doivent être vérifiés et les disjoncteurs et le principal commutateur du CC doivent être testés à charge.

Test de l'onduleur

Test (II)

Onduleur

- **Sectionneur de charge / commutateur principal**
- **Isolation** : résistance entre la terre et plus ou moins du module (résistance > 1 MOhm)

La résistance d'isolement du champ et des câbles de CC peut être testée avec des instruments de mesure appropriés. Il existe des instruments de mesure spécialement mis au point pour les systèmes PV (ex. : PV1-1, Benning). La résistance d'isolement entre la masse et la borne positive ou négative du module doit être $> 1 \text{ MOhm}$.

Le test de continuité et de résistance du câblage pour CC du champ PV au boîtier de raccordement (boîtier de jonction du générateur) et à l'onduleur, permettra de déceler tout court-circuit, toute avarie à la masse et toute isolation défectueuse.

La polarité du CC doit être vérifiée avant le passage du courant électrique, afin d'éviter de détruire l'onduleur. Des dégâts consécutifs à un raccordement ayant une mauvaise polarité ne sont pas couverts par la garantie de l'onduleur.

Le sectionneur de charge et/ou le commutateur principal doivent être testés à charge et l'onduleur doit être mis en marche et à l'arrêt en branchant et en débranchant le raccordement au réseau.

Il est essentiel de prendre les précautions appropriées lors de cette étape – même après la déconnexion du champ de l'onduleur en ouvrant le sectionneur de CC, il peut y avoir une tension au niveau des terminaux d'entrée pouvant persister pendant quelques minutes.

N'essayez jamais de mesurer le courant entre le terminal positif et le négatif de l'onduleur lorsqu'il est en marche. Le condensateur d'entrée de l'onduleur ainsi que le courant du champ surchargeront et détruiront l'instrument de mesure.

La vérification du V_{oc} et du I_{sc} des chaînes est la dernière opportunité de déceler des avaries ou des nombres incorrects de modules dans le champ, ou encore des erreurs dans la configuration des modules.

Il faut noter que le courant dépend fortement de l'irradiation ; lorsque le ciel est clair, on aura 80 – 95% de I_{sc} à STC et seulement environ 10% de ce résultat par temps nuageux.

Mesure du CC après la mise sous tension



- Vérification : puissance de CC installée = «puissance nominale» sur la facture.
 - Avaries : cellules cassées, rendement réduit, mauvais câblage, problème logiciel sur l'onduleur ...
 - Listes flash : Somme de la puissance = «puissance» sur la facture
 - Contrat : si la puissance installée est inférieure à 3% de la puissance sur les listes flash, le prix de l'investissement baissera de ...
 - Une tierce partie (institut certifié) peut effectuer des mesures (vérification de la puissance installée) ou mise en service
 - TÜV Rheinland, PI-Berlin, DGS, PV-Plan, Fraunhofer ISE...

www.renac.de

Beaucoup d'avaries qui peuvent survenir peuvent être décelées précocement et généralement résolues grâce à un bon système de documentation et une bonne procédure de pré-mise en service. Des avaries telles que celles causées par des chaînes cassées (micro fissures invisibles à l'œil nu) qui peuvent entraîner une réduction de la production du module, peuvent être révélées au cours d'une inspection optique (sinon visuelle), ou lors d'un test de pré-mise en service.

Un câblage inapproprié peut être décelé en faisant le test du système avant sa mise sous tension. La liste de données flash qui fait partie de la documentation du système peut être résumée afin de vérifier si le Wp total livré est égal au coût spécifique par puissance déclarée sur la facture du fabricant.

Après la mise sous tension, des problèmes du logiciel d'installation sur l'onduleur, s'il y en a, peuvent très vite se révéler. La plupart des onduleurs affichent instantanément les valeurs de fonctionnement d'un système PV telles que la tension en CC et en CA, ainsi que le courant et le rendement énergétique cumulé.

Lors de l'exploitation, si les données de surveillance ne correspondent pas au rendement énergétique attendu selon la planification et l'installation bien documentée du système, alors une tierce partie (institut certifié) peut faire des mesures supplémentaires pour vérifier la puissance installée et les performances, ce qui constitue une double vérification de la conception du système, de l'installation, et de la mise en service. Ceci est important car il peut permettre d'identifier un problème se rapportant à la garantie. Les tests optiques ordinaires sont l'électroluminescence et l'imagerie par infrarouge, les deux pouvant même être

réalisés sur site de nos jours alors que le système est en marche. Certains laboratoires ont même des modules de flashers mobiles et peuvent fournir des données à STC avec certaines tolérances pour assurer des vérifications sur site.

On rencontre parfois des formulations contractuelles comme la suivante : « Si la puissance installée est inférieure à 3% de la puissance de la liste flash, alors, le prix de l'investissement va baisser de... ». Pour bénéficier de tels engagements, les données flash d'un laboratoire indépendant peuvent être fournies comme preuve.

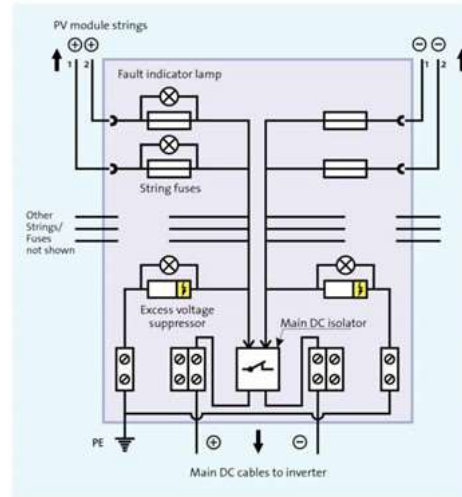
Il y a plusieurs instituts certifiés et laboratoires indépendants prêts à fournir ces services. Nous pouvons citer TÜV Rheinland, PI-Berlin, DGS, PV-Plan, Fraunhofer ISE, et d'autres.

Test de la boîte du mélangeur

- Test électrique
- Recommandé : imagerie par IR



Photo : RENAC



Source : Solarpraxis

Test du commutateur du CC



- Déconnecte le système PV de l'onduleur
- Doit être capable de déconnecter/connecter la charge totale en toute sécurité
- Doit être calibrée pour un courant continu maximum
- Peut être intégré dans les onduleurs de la chaîne

www.renac.de

Certains tests ne peuvent se faire qu'après la mise sous tension ; il s'agit par exemple des tests électriques des boîtiers de raccordement et des sectionneurs de CC. Pour cette raison, le test de ces composants est parfois négligé. Le sectionneur du CC doit être capable de déconnecter le système PV de l'onduleur en toute sécurité et à pleine charge. Il ne peut donc être testé que lorsqu'il est sous tension. Dans un concept d'onduleur de chaîne, le sectionneur du CC est souvent intégré aux onduleurs de chaîne et son test devient donc partie intégrante du rapport de test de l'onduleur.

Un autre test qu'il est fortement recommandé de faire après la mise sous tension est l'imagerie par infrarouge. Même lors de l'exploitation et de l'entretien, l'imagerie par infrarouge du système peut être utilisée comme technique de mesure facile, destinée à déceler des raccordements faibles, des avaries dans les composants et une faiblesse de la soudure ou d'autres causes d'une résistance élevée.

Aspects sécuritaires des champs PV



Champs PV

- Produisent une tension lorsqu'ils sont exposés au soleil
- Continueront à produire une tension même lorsqu'il y a une avarie ou un court-circuit.
- Sont une source de courant limitée – les fusibles et les disjoncteurs ne fonctionnent pas de la même manière qu'ils fonctionnent dans les circuits de distribution de CA dans les utilitaires.
- Sont souvent configurés pour produire une tension de CC relativement élevée et dangereuse.
- L'ouverture ou la séparation des contacts lorsqu'un champ PV est sous charge peut causer des arcs électriques qui ne s'auto-éteignent pas.

www.renac.de

Toute personne impliquée dans les installations PV, leur entretien et leur exploitation doit être consciente des aspects de sécurité spécifiques à prendre en compte.

Les champs PV génèrent toujours une tension lorsqu'ils sont exposés à la lumière (photo tension) et cette tension va continuer à apparaître en sortie même lorsqu'il y a une avarie ou un court-circuit. La présence de ce potentiel de tension va causer la circulation d'un courant dans le circuit lorsqu'il est raccordé. Les modules photovoltaïques sont uniques en ce qu'ils peuvent être en court-circuit et en circuit ouvert sans être endommagés. Cependant, si le courant circule depuis le système, l'ouverture du circuit doit se faire en tenant compte des aspects spécifiques de la puissance en CC.

Étant donné que la tension du système des installations PV à grande échelle est souvent conçue pour un CC nominal de 1000 V afin de réduire les pertes, les champs PV sont configurés de sorte à produire une tension en CC élevée et relativement dangereuse. L'ouverture et la séparation des contacts alors qu'un champ PV est sous charge (c.-à-d. fournit de la puissance à cette charge) peut provoquer des arcs électriques qui ne s'éteignent pas spontanément. Une puissance en CA oscillante passe par une tension nulle plusieurs fois par seconde, et est donc susceptible de s'éteindre seule. La puissance en CC, quant à elle, ne peut pas s'éteindre spontanément.

Les modules PV sont une source limitée de courant – les fusibles et les disjoncteurs ne fonctionnent pas de la même façon que dans les circuits publics de distribution de CA.

4.3. Procédure de mise en service

Exemple d'une liste de contrôle de mise en service appropriée



- ☐ Subir un test de réception (formule)
- ☐ **Inspection visuelle** de tous les composants : modules, onduleur, câbles, structure de montage, boîtes de jonction du générateur, gaines de câble
- ☐ Comparaison de la configuration avec le concept
- ☐ Accessibilité des pièces pour le réseau
- ☐ Inspection de la liaison équipotentielle
- ☐ **Inspection du compteur**, (à condition que le générateur ait produit au minimum 1 kWh, il y a un droit à la compensation (TRG) en Allemagne !)
- ☐ Inspection d'un **dispositif de protection**
- ☐ **Documentation complète**

Protocole de réception (Allemagne)



- Confirme la **date** à laquelle l'exploitation du système a commencée
- En plus de la demande de démarrage de l'exploitation du système, l'**électricien** responsable du projet doit certifier que le système PV est conforme aux réglementations et normes en vigueur
- REMARQUE : l'**exploitation du système doit se faire par temps ensoleillé** afin que le bon fonctionnement du système PV (générateur et onduleur solaire) puisse être vérifié
- Contrat de vente à tarif garanti n'est pas nécessaire
- LSPV : **une tierce partie** fait le test de réception et / ou le test
 - DGS, TÜVRheinland, TÜVSüd, ISE ou entreprises privées spécialisées dans les services E et E

www.renac.de

Nous avons déjà parlé du système de documentation et de l'avantage des feuilles de planification, des certificats d'achèvement et des rapports de test. En fait, tout ce qui est planifié, calculé, vérifié et mesuré doit être documenté. Des listes de contrôle et des rapports de test aident beaucoup à s'assurer que des informations complètes et suffisantes sont disponibles. L'utilisation de différents formulaires préparés pour le système en question est vivement recommandée.

Au début de la Loi sur les énergies renouvelables (EEG) en Allemagne, les autorités en matière d'énergie envoyaient un ingénieur pour démarrer l'exploitation d'un système PV. Cet ingénieur installait le compteur d'alimentation et inspectait le système afin de s'assurer qu'il était conforme aux réglementations et aux normes en vigueur.

Alors que de plus en plus de systèmes étaient installés, les employés des autorités en énergie furent complètement débordés. Depuis lors, ils ont mis au point un protocole de réception afin que l'électricien responsable d'un projet puisse certifier par sa signature que le système PV est conforme aux réglementations et aux normes en la matière.

Selon les réglementations allemandes, le protocole de réception confirme la date à laquelle le système est mis en service.

Le protocole de réception commence par une inspection visuelle de tous les composants tels que les modules, l'onduleur, les câbles, la structure de montage, les boîtiers de raccordement du générateur, les chemins de câbles. L'utilisation d'un formulaire préparé pour le système en question pour effectuer l'inspection visuelle peut faciliter la comparaison de l'installation avec la conception technique du système. L'accessibilité des pièces appropriées du réseau doit être contrôlée et la liaison équipotentielle ainsi que les dispositifs de protection doivent être inspectés.

Le compteur d'alimentation doit être également inspecté, étant donné que son bon fonctionnement est à la base des compensations à l'exemple du tarif de rachat garanti (TRG).

Le rapport de test final et le protocole de réception complètent la documentation du système.

Veuillez noter que le système doit être mis en service par temps ensoleillé afin de pouvoir vérifier le bon fonctionnement du système PV (générateur solaire et onduleur). En outre, le système doit être mis en marche par partie, afin de rendre progressive la circulation initiale du courant dans le réseau et faciliter ainsi le dépannage en cas de problèmes.

Une tierce partie (institut certifié) peut aussi signer le protocole de réception, effectuer les mesures nécessaires, vérifier la puissance installée et faire l'inspection. Il y a plusieurs instituts certifiés et laboratoires indépendants prêts à fournir ces services. Nous pouvons citer TÜV Rheinland, PI-Berlin, DGS, PV-Plan, Fraunhofer ISE ou des entreprises privées principalement spécialisées dans les services d'exploitation et d'entretien.

Protocole de réception (Allemagne)



- Dates en général : client, EPC
- Prenez note de tous les composants
- Prenez note de toutes les inspections visuelles
- Vérifiez les résultats du test
- Vérifiez la documentation
 - (ex.: numéros de série de tous les modules et de l'onduleur !)
- Vérification de plausibilité du fonctionnement du système PV
 - Utilisez un système de surveillance !!!
- Mise en œuvre de l'installation PV et ses composants
- Prenez la clé
- Recommandez un service E&E
- Nom et signature des deux parties

Le protocole de réception contient des informations générales sur le système PV telles que l'emplacement et les coordonnées de contact du propriétaire du système, du client et de l'entreprise de services d'ingénierie, de construction et d'approvisionnement.

Tous les composants du système sont mentionnés dans le protocole ainsi que la documentation de l'inspection visuelle. Les résultats du test sont consignés, ainsi que les numéros de série de tous les modules et de l'onduleur.

La mise en œuvre de l'installation PV et ses composants est confirmée par le protocole de réception et une vérification de la plausibilité du fonctionnement du système PV à travers l'inspection des données du système de surveillance peut faire partie de la procédure de réception.

Enfin, le protocole de réception est signé par les deux parties, c'est-à-dire le propriétaire du système et le fournisseur du système.

Protocole de réception



- Pour les investisseurs, les banques, les compagnies d'assurance, et toutes les autres parties, il est recommandé d'avoir un test de réception normalisé.
- Ce protocole de réception doit être établi par un institut solaire indépendant
- Allemagne : DGS, BSW-réussi...

www.renac.de

Il est recommandé aux investisseurs, banques, compagnies d'assurance et autres parties prenantes de disposer d'un test de réception normalisé. En général, ils recherchent des partenaires de projet avec qui nouer des relations à long terme qui sont basées sur la confiance et des arrangements pouvant entraîner la baisse des coûts, par ex. pour les contrats. Des projets de référence bien documentés ayant un certificat de réception définitive inspirent confiance. Bien souvent, les banques engagent un tiers, un cabinet de conseil, pour vérifier le test de réception.

Il est dans l'intérêt de l'installateur du système et du promoteur du projet de coopérer autant que possible avec le tiers engagé afin d'avoir une documentation de réception de qualité qui sera validée par l'investisseur ou le propriétaire.

5. Exploitation et maintenance (OM) des systèmes PV

5.1. Surveillance

Surveillance



Pourquoi surveiller un système PV ?

- Le suivi des performances permet de ...
 - vérifier le rendement énergétique de l'installation PV ;
 - vérifier les conditions de fonctionnement des modules et des onduleurs ;
 - vérifier le rayonnement et d'autres paramètres météorologiques ;
 - contrôler le site PV à l'aide d'une caméra vidéo ;
 - détecter les défaillances (exemple : modules brisés, câbles défectueux, vol).

=> **Maximiser le rendement énergétique (aspect important de la qualité)**

www.renac.de

Surveillance



Surveillance efficace d'un système photovoltaïque

- Pour assurer un fort retour sur investissement, il est important que le système photovoltaïque fonctionne sans interruption. La surveillance du système doit permettre d'assurer qu'il est possible de détecter des défaillances à un stade précoce, afin de minimiser les pertes de production d'énergie.
- Un contrat de surveillance basé sur un temps de réaction rapide en cas de dysfonctionnement du système photovoltaïque.
- Les systèmes de surveillance actuels offrent non seulement des fonctions de surveillance et d'alarme, mais aussi ils permettent une optimisation de la conception du système ainsi que des intervalles d'entretien.
- Une surveillance à long terme permet également de veiller au suivi des engagements de garantie.

www.renac.de

Il y a beaucoup de raisons pour lesquelles il est utile de surveiller un système PV.

Le rendement énergétique peut être régulièrement et simplement contrôlé à partir du compteur d'alimentation. Toutefois, des informations plus détaillées sont nécessaires à l'analyse des données de rendement annuel de l'énergie ou pour aider à la recherche d'une anomalie. Des mesures exhaustives doivent être effectuées pour identifier la cause d'une anomalie, que ce soit la panne d'un onduleur, ou la défaillance des câbles, des raccordements ou des fusibles.

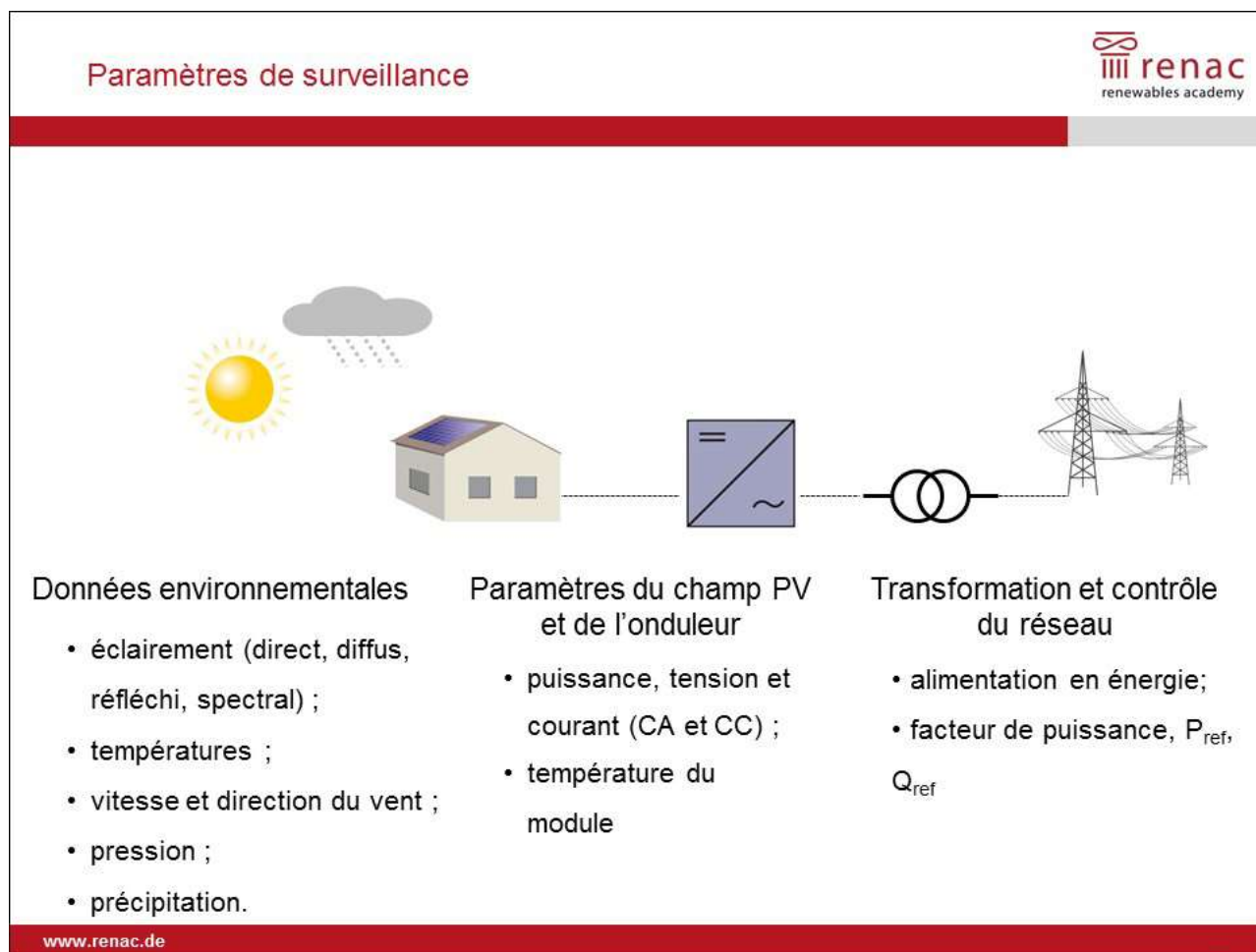
La surveillance permanente permet également de suivre sur le long terme l'état de fonctionnement des modules et des onduleurs. Si le rayonnement et autres paramètres météorologiques sont également surveillés, alors les rendements énergétiques réels et attendus peuvent être comparés en permanence.

La surveillance permanente peut aider à maximiser le rendement énergétique. C'est là un aspect important de la qualité. Par exemple, la performance des différents onduleurs peut être comparée, et une baisse de l'efficacité peut être rapidement identifiée. L'efficacité de l'ensemble du système peut alors être augmentée en réparant ou en remplaçant l'onduleur.

Pour assurer un fort retour sur investissement, il est important que le système photovoltaïque fonctionne sans interruption. La surveillance du système aide à la détection des dysfonctionnements à un stade précoce ; ce qui, en conséquence, permet de minimiser les pertes de production d'énergie. Une des clauses du contrat de maintenance doit être une garantie de réponse rapide en cas de dysfonctionnement du système PV. La réponse rapide aux défaillances pendant la période de garantie de 20 ans, et encore plus sur

la durée de vie du système, peut se traduire par une augmentation significative du rendement énergétique global.

Certains systèmes de surveillance des PV sont dotés de caméras d'observation ou de systèmes d'alarme pour alerter le personnel du site de la défaillance du système ou pour dissuader (ou identifier) les voleurs.



Les paramètres du système PV tels que le courant, la tension et la puissance du courant sur les côtés CC et CA peuvent être directement contrôlés par l'onduleur. Des dispositifs additionnels tels que les capteurs de rayonnement (souvent dotés de capteurs de température intégrés)³⁸ permettent de surveiller les conditions environnementales. Ces dispositifs de surveillance sont montés sur le module PV. Certains de ces appareils informent sur la température des cellules du module. Les paramètres météorologiques tels que la température extérieure, la vitesse et la direction du vent et le rayonnement solaire (W/m^2) peuvent être, soit surveillés sur le site en utilisant des dispositifs de surveillance appropriés, soit achetés auprès des sociétés qui offrent des services de fourniture de données météorologiques³⁹. À l'aide d'une combinaison de données satellitaires et atmosphériques et des modèles météo numériques, ces entreprises fournissent des données météorologiques spécifiques à l'emplacement du système PV.

³⁸ Pour exemple, visiter <http://imtsolar.com/products/silicon-irradiance-sensor/>

³⁹ Pour exemple, aller à l'adresse <http://geomodelsolar.eu/services/near-real-time-data-supply>

Les données du rayonnement obtenues d'une telle source peuvent être divisées en ses composantes directe, diffuse et réfléchie. Les données sont transférées soit au moyen des services Web, des téléchargements FTP, soit par courrier électronique. Les données précises de tous les sites à travers le monde peuvent ne pas être disponibles.

Une analyse coût-bénéfice va aider à décider des paramètres à surveiller et de la méthode de surveillance à adopter. Par exemple, il n'est pas économiquement rentable et utile de mener un suivi exhaustif sur un petit système PV monté sur le toit : des défaillances au système peuvent être simplement détectées en observant le statut de l'affichage de l'onduleur. Par ailleurs, la surveillance extensive d'un grand système PV présente un fort avantage de coût puisque les anomalies ou les contre-performances peuvent ainsi être rapidement identifiées et corrigées.

Surveillance



Catégories de surveillance

- I. Lecture sur site** des valeurs de l'onduleur affichées sur écran
- II. Surveillance en ligne** des paramètres de l'onduleur (P, V, I)
 - Suivi des données environnementales (rayonnement, températures, vent)
 - Surveillance en ligne des onduleurs, des chaînes, de la météo, des compteurs d'énergie.
- III. Contrôle du réseau**

www.renac.de

Les valeurs de l'onduleur sur l'écran et sur le compteur d'alimentation peuvent être vérifiées sur site. Une véritable surveillance sur le terrain n'est possible qu'avec des capteurs additionnels pour le vent, le rayonnement et la température. Les données du capteur ainsi que les données de l'onduleur sont stockées dans un enregistreur de données et transmises par courrier électronique. Les messages d'erreur peuvent être envoyés par SMS. La surveillance en ligne informe également sur les paramètres de l'onduleur (P, V, I). Les données additionnelles obtenues de la surveillance du rayonnement, de la température et du vent permettent une interprétation approfondie des paramètres de l'onduleur.

Les systèmes de surveillance en ligne de l'onduleur fournissent des informations en continu sur chaque chaîne et sur les paramètres météorologiques et les compteurs d'énergie additionnellement connectés. Enfin, il y a un contrôle du réseau mené par les autorités en charge du réseau.

Surveillance



Exigences du système de surveillance

- Câblage des données de terrain
- Enregistreur de données
- Système de transfert des données (DSL, GSM...)
- Serveur de la base de données
- Logiciel de surveillance
- Capteurs de rayonnement solaire
- Capteurs de températures du module
- Température ambiante
- Capteur de vent

www.renac.de

Selon le système de surveillance choisi, il y a une diversité d'exigences et d'appareils supplémentaires à installer.

Les données des capteurs doivent être d'abord transférées à l'enregistreur de données pour ensuite être acheminées de l'enregistreur de données à l'utilisateur (typiquement à un serveur de base de données connecté à Internet). Le transfert des données peut se faire par câble (câble CAT 5 avec modem DSL, par exemple), ou sans fil (GSM). Le système de transfert des données à utiliser va déterminer la quantité de

câblage nécessaire sur le site. Des facteurs tels que la distance, les obstructions et les interférences (dans le cas de transfert sans fil) doivent être pris en considération.

Les capteurs de rayonnement et les capteurs de température doivent être installés sous le même angle et la même inclinaison que les modules. Ils sont généralement montés sur le bâti du module. Tous les dispositifs de surveillance additionnels vont nécessiter un câblage additionnel des données. S'il est souhaité des capteurs de vent additionnels, ils doivent être montés à différents endroits autour de la centrale PV : au milieu et à la périphérie.

L'enregistreur de données ou le serveur ou de la base des données connecté sur Internet peut être installé à proximité de l'onduleur. Le bon logiciel de surveillance doit être installé et régulièrement mis à jour.

Recommandation sur le matériel de surveillance				
Usage domestique	Usage commercial (petite taille)	Usage commercial (grande taille)	Usage public (1 MW)	Usage public (5 MW)
• 1 enregistreur de base qui se connecte à l'onduleur et/ou au compteur ; • portail Web de surveillance de base.	• 1 passerelle qui se connecte à l'onduleur et/ou au compteur ; • compteur de base (option) ; • station météo de base ; • boîtier de base (facultatif) ; • portail Web de surveillance de base.	1 passerelle qui se connecte à l'onduleur et au compteur ; • 1 compteur de facturation ; • 1 station météo ; • 1 modem cellulaire et plan de données ; • 1 enceinte ; • portail Web de surveillance.	• 1 passerelle qui se connecte aux onduleurs et au compteur ; • 1 compteur de facturation haute précision ; • 1 station météo haute précision ; • 1 modem cellulaire ou routeur à large bande et plan de données ; • commutateur de réseau ; • 1 alimentation sans interruption ; • 1 enceinte ; • portail Web de surveillance avancée.	• 1 ou plusieurs passerelles de pointe ; • 1 compteur de facturation haute précision ; • 1 station météo haute précision ; • 1 modem cellulaire ou routeur à large bande et plan de données ; • 5 commutateurs à fibre ; • 1 ou 2 alimentations sans interruption - ASI ; • plusieurs grandes enceintes ; • portail Web de surveillance avancée.
Source : « Surveillance des PV au niveau mondial : les technologies, les marchés et les principaux acteurs » – GTM Research.				
www.renac.de				

Les petits systèmes PV à usage domestique dont la capacité atteint 20 kWc auront un enregistreur de données de base relié à l'onduleur et/ ou au compteur d'alimentation. Cela permet une surveillance de base visualisable au portail Web du fabricant de l'onduleur. Ce portail est accessible via un ordinateur ou un smartphone. Les données sont transmises par cartes SIM intégrées ou par connexion Internet. Certains onduleurs sont dotés d'un enregistreur de données incorporé et des ports de communication.

Le même portail Web de surveillance de base est suffisant pour les petits systèmes PV à usage commercial dont la capacité peut atteindre 50 kWc. Il est toutefois recommandé qu'une certaine surveillance complémentaire des données environnementales soit menée via une station météorologique de base. Les données météorologiques peuvent alors être comparées à la sortie d'un compteur d'énergie de base

connecté à l'entrée CC de l'onduleur. Une passerelle peut être mise en place pour faciliter la transmission de ces très grandes quantités de données à Internet.

Au moyen d'un compteur d'alimentation, les grands systèmes PV à usage commercial dont la capacité peut atteindre 300 kWc réalisent des enregistrements avancés du rendement énergétique. Ce qui peut également aider à déceler une éventuelle anomalie dans le compteur d'alimentation. Une station météorologique fournit des données détaillées sur l'environnement, lesquelles données sont comparées en temps réel avec les valeurs d'un compteur d'énergie relié à l'entrée CC de l'onduleur. Il est recommandé de recourir à un modem cellulaire qui fonctionne avec un plan de données, puisqu'une grande quantité de données devra être transmise dans un intervalle de surveillance raisonnable (de, disons 30 secondes). Ces données peuvent être transférées à un portail Web de surveillance qui affiche des informations détaillées sur le système.

Le matériel de surveillance de la classe du mégawatt pour les services publics est beaucoup plus sophistiqué. Très souvent, il dispose de son propre portail Web de surveillance avancée qui affichent toutes les données système du temps d'exécution complète. Les données sont recueillies au niveau d'une station météo de haute précision et à l'aide des compteurs d'alimentation extrêmement précis. Ces stations sont équipées, entre autres, d'un commutateur de réseau et d'une alimentation sans interruption (ASI) et sont généralement installées dans une enceinte. Les données sont transmises en temps réel par un modem cellulaire ou un routeur à large bande qui fonctionne avec un plan de données.

Les stations de données pour les systèmes PV de plus de 5 MW sont installées dans plusieurs grandes enceintes et sont constituées, entre autres, d'un ou deux blocs d'alimentation sans interruption (ASI). Les commutateurs à fibre sont recommandés pour chaque MWc. Les énormes quantités de données sont transmises via plusieurs passerelles avancées.

Surveillance



Logiciel de surveillance

- Service Web
- Données transmises au serveur central
- Offert par les fabricants d'onduleurs (ex. : www.sunnyportal.com)
- Ou des organisations indépendantes, comme SPYSE (www.spyce.ch, mesure du rayonnement par satellite)
- Logiciel autonome
- Serveur de stockage de données
- Client Web pour la visualisation
- Surveillance des installations photovoltaïques à grande échelle

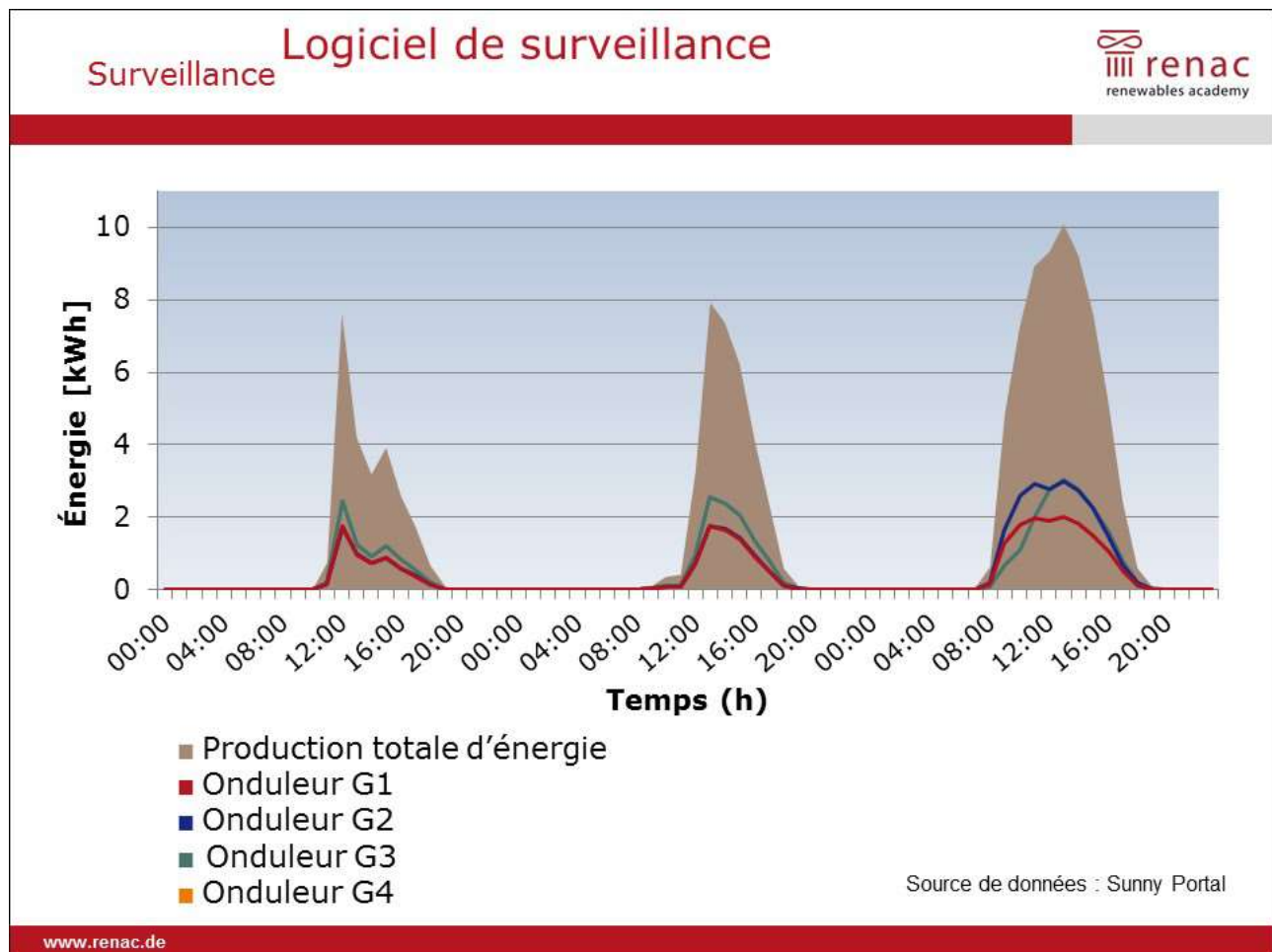
www.renac.de

Les différents fabricants d'onduleurs offrent différents systèmes de surveillance. La plupart d'entre eux disposent d'un portail Web de surveillance pour leurs clients (www.sunnyportal.com, par exemple). Les données de l'onduleur ainsi que les éventuelles données environnementales additionnelles sont transmises à des serveurs centraux et visualisées par des services Web.

Dans le but de fournir en temps réel une véritable comparaison des données du système PV aux données météorologiques, certains de ces systèmes de logiciel de surveillance sont connectés à des dispositifs de mesures satellitaires du rayonnement comme SPYSE (www.spyce.ch) ou à d'autres services météorologiques.

Souvent, ce sont les clients web qui se chargent de la surveillance par visualisation des installations PV à grande échelle. Ils disposent de leur propre serveur de stockage des données qui peut utiliser un logiciel autonome.

L'image ci-dessus montre un exemple de visualisation et de surveillance de toute l'installation. Il est possible de surveiller en même temps un maximum de 500 onduleurs provenant de différents fabricants. Toutes les informations importantes de la centrale, ainsi que les mesures et les dysfonctionnements sont regroupés et interprétés. Ce système offre une cartographie topologique de la centrale, des sous-groupes de la centrale et de l'onduleur. Il assure la surveillance et l'enregistrement des données de toute la centrale.



L'image ci-dessus montre un exemple de visualisation d'un système de surveillance sunnyportal (SMA) installé à l'institut Goethe de Séoul, en Corée du Sud. Le système PV 15,36 kWc a été installé en 2006 et est composé de 96 modules de 160 Wc chacun. Ils sont reliés à 4 onduleurs Sunny Boy 3300 dotés de transformateurs. Le rendement moyen de ce système PV est de 976 kWh/ kWc.

C'est là un exemple d'un système de surveillance très simple constitué d'un enregistreur de données connecté à Internet. Les données provenant des quatre onduleurs sont transmises toutes les 30 secondes.

Il peut être créé des rapports et relevés de la performance du système PV par rendement journalier, mensuel et annuel. Les données complètes d'exécution sont stockées sur le serveur du fabricant d'onduleurs et peuvent être analysées avec différents relevés. Le rendement énergétique de chaque onduleur peut être séparément visualisé et est automatiquement comparé aux rendements énergétiques des autres convertisseurs. Une alerte automatique par e-mail ou par SMS est envoyée en cas de défaillance des modules ou des onduleurs.

Les barres bleues indiquent le rendement énergétique de l'ensemble du système obtenu toutes les deux heures pendant 3 jours allant du 5 au 7 avril 2010. Les lignes de couleur représentent les différents onduleurs. La ligne verte qui correspond à l'onduleur G3 suit directement la forme des barres bleues. La ligne rouge représente l'onduleur G1 et son rendement énergétique est inférieur à celui de l'onduleur G3, mais la forme de la courbe de rendement énergétique correspondant au rendement énergétique du

système. L'onduleur G3 peut afficher un rendement plus faible car il a moins de modules connectés. Au matin du troisième jour, la ligne bleue qui correspond à l'onduleur G2 affiche un rendement supérieur à celui de l'onduleur G2. Ce qui suggère que les modules connectés à l'onduleur G2 sont orientés plus vers l'est. Les données obtenues des capteurs du rayonnement pourraient être parallèlement analysées aux rendements de l'onduleur, pour comprendre la raison de la différence des rendements même si les onduleurs ont la même puissance nominale. La ligne jaune qui représente l'onduleur G4 est complètement couverte par la ligne rouge du G1. Ce qui signifie que les deux onduleurs génèrent le même rendement énergétique.

5.2. Catégories de dysfonctionnements/ problèmes de réseau

Catégories de dysfonctionnements –le système produit moins que prévu





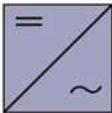
- Ombrage , par ex. arbres, câbles, antennes, cheminées.



- Anomalies dans le câblage du CC.



- Sortie du module plus faible que spécifiée.
- Modules défectueux.
- Diodes de dérivation défectueuses.



- Taille inadaptée de l'onduleur.
- Onduleur défectueux.



- Problèmes causés par le réseau public.

www.renac.de

Il y a beaucoup de raisons pour lesquelles un système peut produire moins que prévu. Très souvent, l'ombrage des arbres, celui des autres plantes et bâtiments ainsi que les câbles ou antennes n'ont pas été identifiés pendant la reconnaissance et l'analyse du site. Au début d'un projet, les arbres et l'herbe qui poussent peuvent ne pas causer d'ombrage mais sont susceptibles d'en créer au fil de la durée de vie du projet.

Un mauvais dimensionnement de l'onduleur peut diminuer sa puissance de sortie lorsque l'onduleur se met à l'arrêt ou en raison d'une charge partielle inefficace.

Les modules qui produisent moins que ce qui est spécifié pourraient ne pas avoir été identifiés lors de la mise en service. Pour éviter ce problème, les données en flash du module doivent être vérifiées à l'avance pour s'assurer que les modules ont réellement la puissance nominale nécessaire. Les dommages sous forme de microfissures dus au transport des modules ne seront pas apparents par examen visuel. Il peut être effectué une inspection au moyen d'une caméra infrarouge s'il est noté, pendant le fonctionnement, que les modules génèrent un rendement plus faible que prévu. Ces microfissures sont susceptibles de causer une détérioration des performances après plusieurs années de fonctionnement. Leur existence ne peut finalement être prouvée que par électroluminescence.

Les diodes de dérivation défectueuses de la boîte de jonction du module sont une autre cause de défaillance d'un module. Un système de surveillance identifie rapidement la chaîne défectueuse et, en comparant la sortie des modules connectés à la chaîne défectueuse, il peut rapidement identifier le module défectueux.

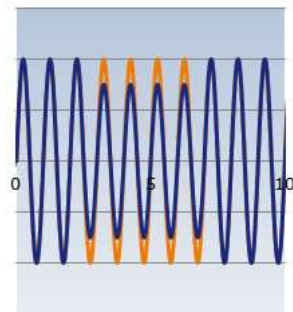
D'autres composantes du système peuvent également présenter des anomalies. Un onduleur défectueux peut être la cause d'une faible sortie. Des connecteurs mal connectés ou autres défauts de câblage CC peuvent provoquer une sortie plus faible que prévu.

Des problèmes de stabilité du réseau peuvent provoquer, plusieurs fois par jour, une série de déconnection de l'onduleur au réseau. Les fabricants d'onduleurs ont beaucoup d'expérience en matière de problèmes récurrents de réseau. En collaborant avec le service en charge du réseau public, ils savent comment identifier et résoudre ces problèmes. Les onduleurs dotés de fonctions de gestion du réseau peuvent contribuer à la stabilité du réseau.

Problèmes émanant du réseau public

■ Tension fluctuante du réseau :

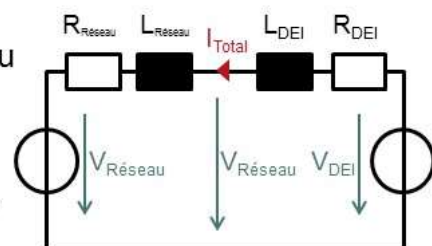
- Tension du réseau trop élevée (basse) ;
- Autres installations PV situées à proximité ;
- Charges inductives - une grande station de pompage d'eau, par exemple ;
- Tension déformée du réseau - élevage de bétail, par exemple.



■ Écarts par rapport à la fréquence nominale du réseau

■ Impédance du réseau :

- Un dépassement de l'amplitude maximale $|Z_{Max}|$ et de la vitesse de modification maximale $|dZ_{Max}|$ provoque une déconnexion.



L'onduleur peut être réglé de façon à coopérer avec l'opérateur de réseau.

DEI : entrée d'énergie décentralisée

Une tension instable et fluctuante du réseau est principalement due à un arrêt d'alimentation du réseau public en électricité par l'onduleur. Cela peut être causé par les autres centrales PV situées à proximité ou aux grandes charges inductives comme les scies. Les pompes à eau peuvent également causer des variations de tension du réseau. Exemple : à chaque fois que les réservoirs d'eau sont remplis pour l'élevage du bétail situé à proximité. La plage de tension admissible de l'onduleur peut être réglée, mais seulement avec l'autorisation de l'entreprise en charge du réseau.

Par exemple, le fabricant d'onduleurs SMA a développé le dispositif « Grid Guard » dans le but de résoudre les problèmes liés à la protection de l'îlotage de l'énergie non fournie (ENS)⁴⁰. Cette mise au point a été réalisée suite à des problèmes tels que celui d'une installation à la fin d'une ligne qui se déconnecte plusieurs fois par jour en raison des chutes de tension élevée et des perturbations du réseau provoquées par une scie électrique.

La cause de ce genre de problème peut être identifiée par la documentation des temps de déconnexion de l'onduleur que l'on compare à la configuration de la tension du réseau. Une comparaison au calendrier des charges inductives activées à proximité va indiquer l'appareil ou l'activité à l'origine des chutes de haute tension et des perturbations du réseau. La Grid Guard fera en sorte que l'onduleur reste connecté au réseau lorsqu'une chute de tension se produit ; ce qui correspond à la configuration de la tension du réseau local. C'est aujourd'hui une alternative reconnue à l'énergie non fournie (ENS).

Les onduleurs peuvent également être ajustés aux variations de la fréquence nominale du réseau causées, par exemple, par les vieilles éoliennes ou les variations d'impédance du réseau. L'impédance (Z) est la résistance apparente au flux de courant CA, analogue à la résistance électrique des circuits CC. En tant que rapport (complexe) de la tension et du courant, Z est affectée par commutation des charges (en particulier les charges inductives), des transitoires ou des pannes de transformateurs. Pour éviter un îlotage en cas de perturbations du réseau, l'énergie non fournie (ENS) déconnecte automatiquement l'onduleur dans le cas où le point d'impédance maximale fixé est dépassé ou en cas de changements trop rapides d'impédance. Cependant, vu que l'impédance totale est la somme de l'impédance du réseau et l'impédance de liaison entre l'onduleur et le réseau, un problème d'impédance peut également être d'origine locale. Comme exemple, des bornes desserrées ou des câbles sous-dimensionnés.

Les changements dans la construction ou la programmation de l'onduleur se font en étroite collaboration avec le réseau local, et la solution doit être documentée et acceptée par le réseau électrique.

⁴⁰ Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen

Catégories de dysfonctionnements

Catégorie I : aucune sortie du système au cours de la journée (I)

L'onduleur n'indique aucune tension d'entrée émanant du champ, aucune alimentation en énergie.

Pas de tension continue à l'entrée de l'onduleur

..... Liste de contrôle ➔

Niveau de rayonnement



Disjoncteur DC



Fusibles de branche



Suppresseur de surtension



Circuit ouvert ou court-circuit dans le champ ; câbles ou modules endommagés



Photos : RENAC

Adaptation Photovoltaics for Professionals

www.renac.de

Catégories de dysfonctionnements

Catégorie I : aucune sortie du système au cours de la journée (I)

L'onduleur n'indique aucune tension d'entrée émanant du champ, aucune alimentation en énergie.

Tension à l'entrée de l'onduleur, non affichée par l'onduleur

....."Liste de contrôle".....>

Niveau de rayonnement



Onduleur défectueux



Photos : RENAC

Adaptation : *Photovoltaics for Professionals*

www.renac.de

Ici, il faut distinguer entre les 3 cas à résoudre : absence totale de sortie du système, sortie du système plus faible que prévu, et sortie du système inférieure à ce qu'elle était. S'il n'y a aucune sortie de système, l'onduleur et le compteur d'alimentation doivent être vérifiés. S'il n'y a aucune sortie de l'onduleur, et donc aucune injection dans le réseau électrique, la tension d'entrée émanant du champ doit être vérifiée.

S'il n'y a aucune tension CC à l'entrée de l'onduleur, les mesures du rayonnement peuvent alors révéler qu'il n'y a pas assez de lumière du soleil pour générer l'énergie.

Si la lumière du soleil est suffisante, les composantes de la partie CC doivent alors être vérifiées :

- la tension aux disjoncteurs CC révèle s'ils sont défectueux - c'est peut-être qu'ils sont tout simplement dans la position ouverte;
- les boîtes de jonction et les coffrets de raccordement sont par la suite vérifiés - les fusibles de chaîne peuvent être grillés. C'est peut-être un signe d'un coup de foudre ou d'une surtension;
- la prochaine étape est donc de vérifier le surpresseur de surtension/ parafoudre. Si les fusibles sont en bon état, il pourrait y avoir un circuit ouvert ou un court-circuit dans le champ. Un examen visuel peut aider à déceler les câbles ou les modules endommagés. S'il y a une tension CC à l'entrée de l'onduleur, elle pourrait être inférieure à l'entrée CC minimum de l'onduleur, en raison d'un faible rayonnement qui peut alors être vérifié au moyen d'une mesure du rayonnement ou en utilisant la fiche technique de l'onduleur et un voltmètre;
- si la tension à l'entrée de l'onduleur est correcte mais qu'il n'y a pas de sortie et que l'onduleur n'affiche rien, c'est pour confirmer une défaillance de l'onduleur et le fabricant doit être contacté.

Catégories de dysfonctionnements - problèmes de réseau

Catégorie I : aucune sortie du système au cours de la journée (II)

L'onduleur indique une tension d'entrée continue,
aucune alimentation en énergie.

..... Liste de contrôle

Panne générale, ou baisse de tension du réseau public	Fusibles, disjoncteurs, disjoncteurs de fuite (côté CA)	Anomalie au niveau du champ	Arrêt de l'onduleur en raison de la panne de réseau
			

Photos : RENAC

Adaptation : Photovoltaics for Professionals

www.renac.de

Si l'onduleur affiche une tension d'entrée CC mais qu'il n'y a pas d'alimentation en énergie au réseau public, cela pourrait être dû à une panne ou une baisse de tension du réseau. Allumer la lumière est une façon de procéder à une vérification rapide. Lorsque le réseau est rétabli, alors l'onduleur devra continuer à fonctionner. S'il n'y a pas de panne générale, la partie CA entre l'onduleur et le réseau doit être vérifiée. Vérifier également qu'il n'y a pas un fusible qui a sauté ou qu'il n'y a pas un disjoncteur ou un disjoncteur de fuite de terre qui a été activé. Vérifier aussi le fusible principal du réseau.

Si le côté CA ne présente aucune anomalie, alors l'entrée de l'onduleur doit être vérifiée. Les chaînes du système PV doivent être mesurées individuellement dans le coffret de raccordement du champ PV. Pour identifier la chaîne défectueuse, une chaîne à la fois peut être débranchée et l'onduleur redynamisé. Si l'onduleur est toujours en marche, alors l'anomalie provient de la chaîne défectueuse.

L'onduleur peut cesser de fonctionner suite à une panne de réseau ou au réseau qui fonctionne en dehors des paramètres programmés de l'onduleur. Les indicateurs de l'onduleur tels que les diodes clignotantes ou un message d'erreur sur l'affichage attirent l'attention sur ce genre d'événement. L'onduleur doit se reconnecter automatiquement lorsque le problème est résolu. Si le problème a lieu fréquemment, l'exploitant du réseau doit être contacté.

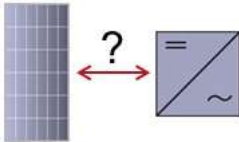


Catégories de dysfonctionnements - problèmes de réseau

Catégorie II : sortie du système plus faible que prévue (I)

Sortie du système (par kW_p) plus faible que celle d'un système comparable.

Liste de contrôle

Ombrage	Installation	Conception du système
	Alignement des modules  Câblage, connexions, polarité 	Désadaptation de l'onduleur et du champ  Pertes/ chute de tension dans les câbles 

Photos : RENAC
Adaptation : Photovoltaics for Professionals

www.renac.de

Si la sortie du système est plus faible que prévue ou inférieure à un système comparable dans le même emplacement, alors la conception du système doit être vérifiée, ainsi que les composants et l'installation.

Un examen visuel peut aider à déceler ces erreurs d'installation ainsi qu'un ombrage éventuel. Si la cause de l'ombrage ne peut être résolue, le rendement énergétique peut être augmentée en installant un onduleur multi-chaîne ou plusieurs onduleurs. L'onduleur ne fonctionne pas au PPM si les modules ne sont pas uniformément alignés, étant donné que différentes inclinaisons ou orientations ont un impact sur le PPM des modules.

Le câblage de la chaîne doit être vérifié et comparé avec le plan de chaîne. Peut-être que certaines chaînes ne sont pas correctement branchées dans les connecteurs ou qu'il y a des raccordements desserrés. S'il n'y a aucune tension aux bornes du coffret de raccordement du champ PV d'une chaîne particulière, c'est que la chaîne défectueuse est identifiée et que l'éventuel problème de flux de courant inverse à travers cette chaîne est mis en évidence.

Peut-être que l'onduleur n'est pas compatible avec le système. Il doit être vérifié s'il se met en marche en fin de matinée et s'arrête en début d'après-midi, ou s'il se déconnecte à midi et n'est donc pas en service au moment de la production de pointe. Le circuit CC doit être vérifié : des mesures extensives peuvent aider à déceler des pertes élevées sur le côté CC, mais le calcul de câble peut aussi être défectueux ; ce qui signifie que des câbles de diamètre insuffisant ont été installés.

Catégories de dysfonctionnements - problèmes de réseau

Catégorie II : sortie du système plus faible que prévue (II)

Pas d'indications

..... Liste de contrôle

**Surchauffe et
réduction de
puissance de**



**Problèmes au
réseau électrique
public**



**Faibles
performances de
pointe des**



Photos : RENAC

Source : Photovoltaics for Professionals

www.renac.de

L'onduleur peut chauffer et marcher au ralenti lorsqu'il y a des conduits obstrués ou une mauvaise ventilation. La solution peut être de simplement nettoyer l'évent de l'onduleur, améliorer la ventilation ou déplacer l'onduleur dans un espace plus aéré.

Une des raisons pour laquelle la sortie du système est plus faible que prévue pourrait être que la performance de pointe du module est inférieure à ce que le fabricant a garanti. La mesure des courbes IV peuvent révéler que la performance du module ne correspond pas à celle indiquée sur le certificat. Par la suite, l'imagerie infrarouge et l'électroluminescence peuvent révéler des dommages aux modules (des microfissures, par exemple). Si ces mesures ne sont pas concluantes, des échantillons peuvent être envoyés pour des tests dans des instituts certifiés et des laboratoires indépendants comme le TÜV Rheinland, PI-Berlin, DGS, PV-Plan, Fraunhofer ISE, etc. Ces mesures indépendantes servent à prouver une violation de la clause de garantie, et négocier le remplacement du/ des module(s) ou un dédommagement par le fabricant.

Des problèmes de stabilité du réseau peuvent provoquer, plusieurs fois par jour, une série de déconnection de l'onduleur au réseau. Les fabricants d'onduleurs ont beaucoup d'expérience en matière de problèmes récurrents de réseau. En collaborant avec le service en charge du réseau public, ils savent comment identifier et résoudre ces problèmes.



Catégories de dysfonctionnements - problèmes de réseau

Catégorie III : sortie système plus faible qu'avant (I)

Sortie du système (courant, puissance) plus faible que prévue durant les périodes de forte rayonnement solaire

Liste de contrôle				
Ombrage ou saleté présente sur le champ 	Modules, chaînes et câbles défectueux 	Terminal déconnecté/ connecteurs desserrés 	Modules, cellules ou diodes de dérivation endommagés/ court-circuit dans le boîtier de raccordement du module 	Dégradation du module 

Photos : RENAC
Adaptation : Photovoltaics for Professionals

www.renac.de

Si la sortie du système est inférieure à qu'elle était, le dépannage doit commencer par un examen visuel : les modules peuvent être ombragés ou sales. Dans ce cas, le courant du champ est plus faible que prévu dans des conditions de rayonnement solaire élevé. De plus, le courant de crête et la sortie de puissance sont plus faibles que précédemment.

Si le système a été correctement installé et fonctionne bien, un événement comme une tempête ou un éclair pendant les orages peuvent être la cause de la baisse de sortie. La procédure de test est comparable à celle décrite précédemment (« sortie du système plus faible que prévue) :

Les composantes de la partie CC doivent être contrôlées. Un examen visuel peut aider à déceler les câbles ou les modules endommagés. Les fusibles de chaîne peuvent être soufflés ; ce qui pourrait être un signe d'un coup de foudre ou d'une surtension. La prochaine étape est donc de vérifier le surpresseur de surtension/ parafoudre. Si les fusibles sont en bon état, il pourrait y avoir un circuit ouvert ou un court-circuit dans le champ.

Les chaînes sont mesurées séparément dans le coffret de raccordement du champ PV : la tension en circuit ouvert V_{OC} et le courant de court-circuit I_{SC} doivent être mesurés à un rayonnement solaire constant. Les terminaux déconnectés ou les connecteurs desserrés peuvent être éliminés par ces mesures. Le courant du point de puissance maximale I_{PPM} peut être facilement mesuré à l'aide d'un compteur de pince lorsque l'onduleur est en fonctionnement.

Les valeurs peuvent être comparées avec les mesures effectuées au cours de la mise en service.

La foudre et les surtensions peuvent également être à l'origine des diodes de dérivation défectueuses dans les modules individuels. Les diodes court-circuitées créent un pont sur les chaînes de cellules et réduisent la sortie du module. Pour identifier les modules défectueux, il faudra d'abord procéder à la mesure de toutes les chaînes. Une fois que la chaîne défectueuse est identifiée, chaque moitié de la chaîne est mesurée. Une fois que la moitié défectueuse est identifiée, une autre moitié est ensuite mesurée et ainsi de suite, jusqu'à ce que le module défectueux soit trouvé.

Un court-circuit dans la boîte de jonction du module dû à l'humidité peut également être une raison pour laquelle le courant d'un champ est plus faible que prévu dans des conditions de rayonnement solaire élevé.

Un dommage aux modules ou aux cellules causé par la foudre peut ne pas être visible. Par conséquent, la sortie du module doit être vérifiée, et il peut être nécessaire de remplacer des modules.

Une dégradation du module peut être décelée en comparant les mesures des chaînes et des modules avec celles effectuées lors de la mise en service et avec les données de la feuille de données et des données en flash. Etant donné que cela pourrait indiquer un cas de violation de la clause de garantie, la vérification de la puissance de crête du module doit être effectuée par des instituts agréés et des laboratoires indépendants tels que le TÜV Rheinland, PI-Berlin, DGS, PV-Plan, Fraunhofer ISE, etc.

Catégories de dysfonctionnements - problèmes de réseau

Catégorie III : sortie système plus faible qu'avant (II)

Aucune détection inhabituelle

..... Liste de contrôle→

**Surchauffe de
l'onduleur**



**Problèmes au
réseau électrique
public**



Photos : RENAC

Adaptation : *Photovoltaics for Professionals*

www.renac.de

L'onduleur peut chauffer en raison de mauvaise ventilation. Le nettoyage, la délocalisation ou l'amélioration de la ventilation peuvent résoudre ce problème.

Les enregistreurs de données sont utiles pour déceler des problèmes provenant du réseau. Les données du système et les défauts enregistrés au fil du temps sont une bonne base de résolution du problème, en coopération avec le fabricant de l'onduleur ou avec les services responsables du réseau électrique.

5.3. Analyse et dépannage des anomalies

Anomalies et méthodes de détection			
	Module	Onduleur	Installation
Examen visuel	• Salissures/ ombrage • Délaminage • Humidité • Modules défectueux • Echauffement localisé		• Fusibles défectueux • Court-circuit/ fuite à la terre • Dispositif antisurtension
Mesures du multimètre	• Délaminage • Diodes de dérivation • Points de contact • Humidité		• Fusibles défectueux • Diodes de chaîne défectueux • Dispositif antisurtension • Branchements défectueux • Résistance de mise à terre augmentée
Contrôle de l'entrée/sortie	• Points de contact	• Efficacité • Caractéristiques de contrôle	• Branchements défectueux
Mesure de résistance diélectrique	• Modules défectueux		• Court-circuit/ fuite à la terre
Mesure de la courbe I-V	• Délaminage • Points de contact • Humidité • Modules défectueux • Echauffement localisé • Dégradation		

Adaptation : *Planning and Installing Photovoltaic Systems*

www.renac.de

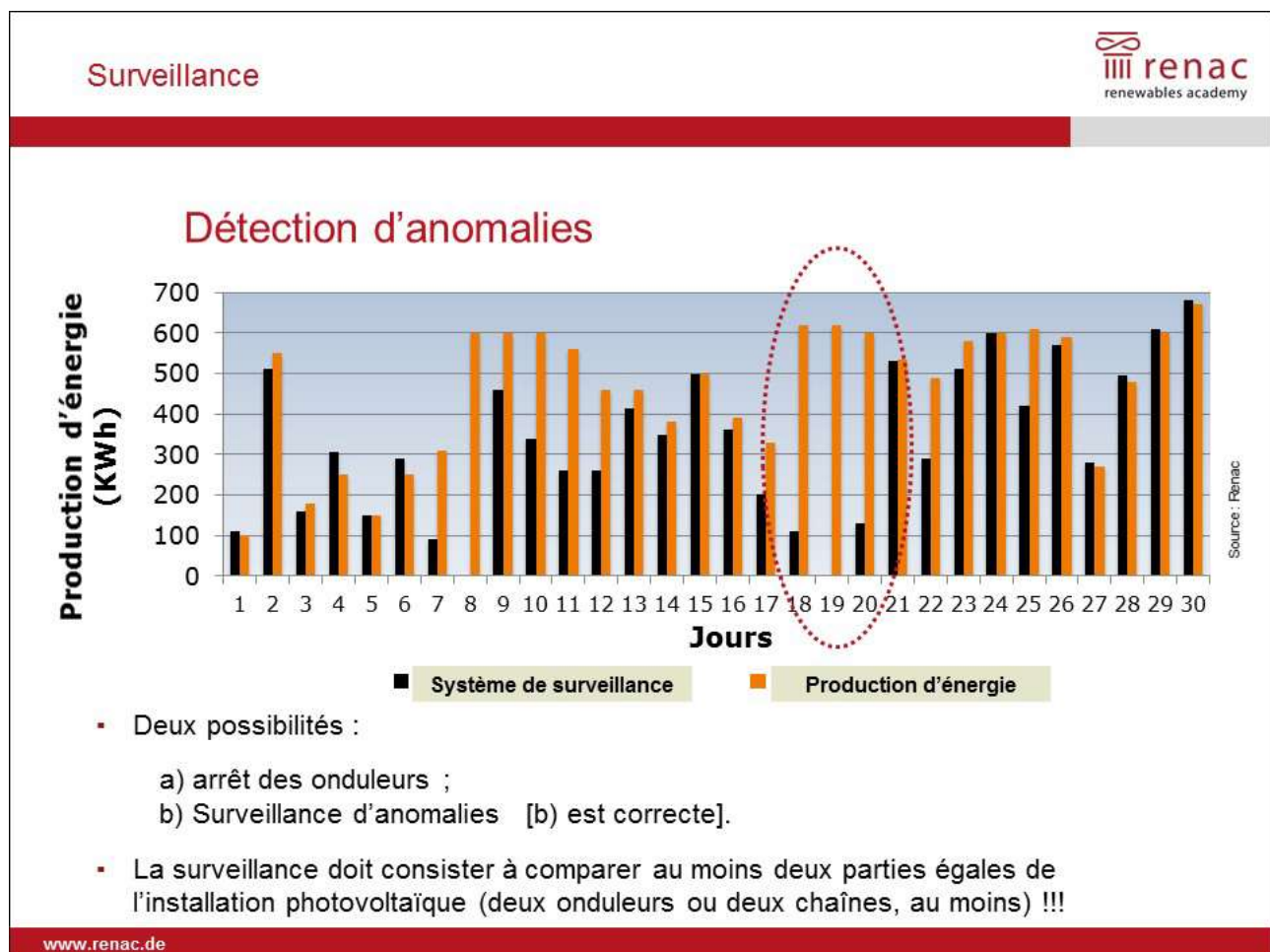
Un examen visuel ainsi que des mesures effectuées à l'aide d'un multimètre peuvent révéler toutes les anomalies possibles des modules PV telles que l'ombrage ou la saleté, le délaminage, des diodes de dérivation défectueux, les mauvais contacts, l'humidité et les échauffements localisés. Seule une seule anomalie, notamment la dégradation n'est pas couverte par ces deux méthodes. Cette anomalie peut être révélée par la mesure des caractéristiques I-V ou des mesures de puissance de crête.

La maintenance de la taille des systèmes va déterminer de la nécessité d'acheter un dispositif de mesure à cet effet. Etant donné que des instituts certifiés sont disponibles pour fournir ce service, il peut suffire à les contacter lorsque ces mesures sont nécessaires.

D'autre part, la mesure de la puissance de crête couvre également tous les défaillances survenues dans l'installation, telles que les fusibles grillés, les diodes de chaîne défectueuses, les courts-circuits, les protecteurs de surtensions défectueux, les anomalies dans le câblage (corrosion, câbles cassés), les raccordements desserrés. Le seul défaut d'installation qui ne peut être décelé par la mesure de la puissance de crête est la résistance de terre augmentée. Ce défaut peut être détecté à l'aide d'un multimètre.

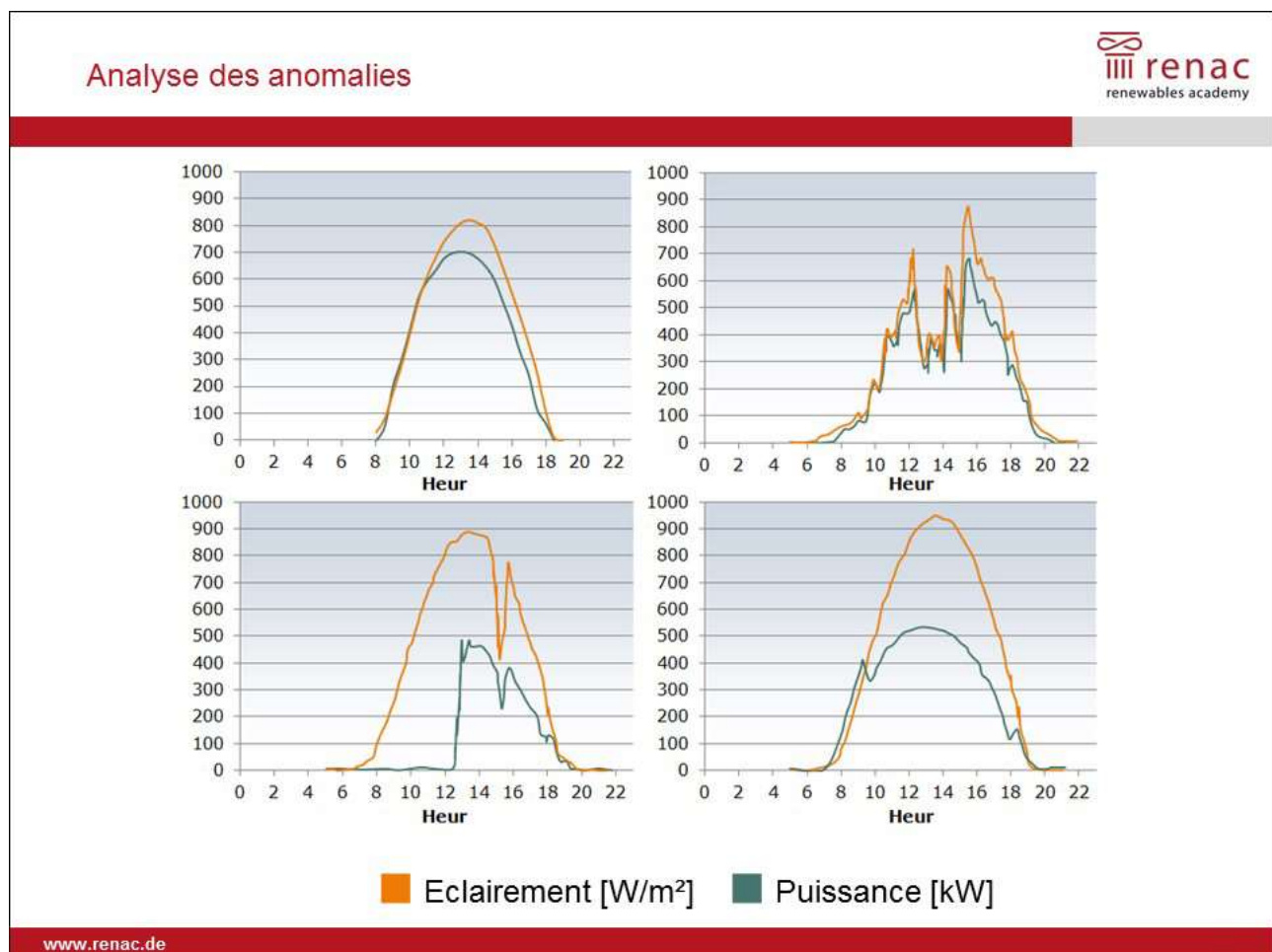
La plupart des anomalies, à l'exception des défaillances sur l'onduleur, peuvent être détectées par une combinaison d'examen visuel, de mesures faites au multimètre et des mesures de puissance de crête.

Pour ce qui est de l'onduleur, l'efficacité et la gestion du réseau peuvent être vérifiées par des tests d'entrée et de sortie. Seuls les harmoniques, les ondulations et les perturbations au réseau doivent être vérifiés par le service du fabricant de l'onduleur.



Un logiciel de surveillance affiche non seulement le rendement énergétique, mais aussi analyse le système. Les systèmes de surveillance basés sur les données de l'onduleur fournissent à chaque instant des informations sur chaque chaîne, les paramètres météorologiques et sur les compteurs d'énergie additionnels raccordés. Les alertes d'anomalie due aux écarts entre les données du rayonnement et le rendement énergétique, ou entre deux parties égales de l'installation PV (entre deux chaînes, par exemple) peuvent être envoyées par SMS ou par courrier électronique.

L'image ci-dessus montre une comparaison journalière du rendement énergétique calculé par rapport au rendement énergétique réel du système PV. Les barres grises correspondent au rendement énergétique calculé en kWh, sur la base des données provenant d'un capteur de rayonnement. Les barres rouges correspondent à la production réelle de l'énergie communiquée par l'onduleur. Nous pouvons voir que le système PV produit plus ou moins le rendement énergétique calculé sur plusieurs jours. Du 7^e au 26^e jour, le rendement énergétique du système est beaucoup plus élevé que la prévision faite, laquelle prévision a même chuté à zéro au 8^e et au 19^e de ce mois-là, même si le rendement énergétique du système affiche une sortie très élevée au cours de ces jours. Cela peut être dû à une anomalie dans le système de surveillance, probablement un câble de communication défilant du capteur de rayonnement. Ce type d'anomalie de surveillance ne se produira pas si le logiciel compare les données météorologiques d'un fournisseur de services externe, accompagnées du rendement énergétique en temps réel du système PV. Ici, les alertes d'erreur sont plus fiables.



Les chiffres ci-dessus montrent, sur différents jours, quatre différentes courbes de suivi pour le même onduleur. La courbe orange correspond au rayonnement global journalier, et la courbe verte affiche le rendement énergétique du système PV. Les courbes situées en amont indiquent une production d'énergie qui suit parfaitement le rayonnement global. Après 10 heures du matin, lorsque les températures de la cellule sont plus élevées, le rendement énergétique diminue légèrement, mais la courbe aura toujours exactement la même forme que la courbe du rayonnement global. Dans la figure d'en haut à droite, les pics que l'on peut observer pour aussi bien la courbe du rayonnement que pour la courbe du rendement énergétique correspondent à des nuages qui passent au-dessus du système et, du coup, font ombrage aux modules.

Sur la courbe d'en bas à gauche, la production d'énergie ne commence qu'à midi, bien que la courbe du rayonnement indique un fort rayonnement dans la matinée. Les possibles explications sont un arrêt ou une défaillance de l'onduleur (en raison des perturbations au réseau, par exemple), sinon une panne de réseau. Aussi, c'est également parce que l'onduleur n'a pas reçu d'entrée CC (à cause d'un fusible grillé ou d'un câble endommagé, par exemple). Cependant, ce genre d'anomalie ne serait pas corrigé sans un entretien du système. L'ombrage est improbable puisqu'une situation similaire se produirait dans les jours suivants.

Le rendement énergétique de l'après midi suit à nouveau la courbe de rayonnement et a exactement la même forme, mais la quantité d'énergie produite n'est que de 70% de celle produite dans les deux courbes d'en haut. C'est donc très probablement parce qu'une partie du système ne fonctionne pas, mais que l'onduleur fonctionne correctement. La courbe d'en bas à droite permet d'interpréter l'anomalie : le rendement énergétique est encore inférieure à la courbe de rayonnement. Ce serait une courbe typique d'un onduleur qui fonctionne au ralenti parce qu'il a été d'une grande efficacité de fonctionnement le matin et, pendant la journée, son rendement est plus faible lorsque l'onduleur a du fonctionner au ralenti en raison d'une surchauffe. Cependant, il y a également de petits pics qui apparaissent à 09:00 et 18:00. La courbe de rayonnement ne présente aucune correspondance. Par conséquent, il n'y a probablement pas de nuages en passage. En cas de raccords desserrés qui déconnectent une partie du système, les pics seraient soit plus intenses soit plus courts.

Dans cette courbe, une puissance de crête présente une largeur d'environ une heure; ce qui pourrait s'expliquer par des ombrages ou un dysfonctionnement temporaire(s) de l'onduleur.

Surveillance



Détection des anomalies

- Défaillance
 - Déconnexion au réseau ?
 - Arrêt de l'onduleur ?
 - Aucune transmission de données ?
 - Appareil défectueux ?
 - Autres ?
- Solution
 - Message d'erreur ?
 - Inspection au site du PV

Surveillance



Détection des anomalies

- Comparaison des valeurs de référence des 30 derniers jours, par rapport à ce que le système PV aurait dû produire.
- Les écarts sont comparés aux modèles d'erreurs typiques causées par des facteurs tels que l'ombrage, la dégradation, la salissure, la couverture de neige ou une défaillance des composants du système.
- L'amplitude, la durée et le développement de toutes différences, de même que la corrélation avec le rayonnement, la température et l'heure du jour sont pris en compte pour déterminer le type d'anomalie.

www.renac.de

Généralement, l'alerte d'anomalie spécifie l'événement en cours. Parfois, la chaîne affectée est même identifiée. Si une alerte de panne n'est pas spécifique, il faudra d'abord vérifier la connexion au réseau en regardant le compteur d'alimentation. Puis, on procède à la vérification de l'onduleur. Si l'onduleur est en marche, alors il pourrait y avoir une défaillance de transmission des données. Les capteurs et l'enregistreur de données doivent être vérifiés.

Parfois, les messages d'erreur sont transmis. Si les données de surveillance récurrentes ne correspondent pas toujours aux valeurs attendues, une inspection du site du PV peut aider à déceler une défaillance dans le système de surveillance.

Une anomalie peut être détectée en comparant les données transmises au cours des 30 derniers jours avec les valeurs de référence de ce que l'installation PV aurait dû produire.

L'amplitude, la durée et le développement de toutes les différences, ainsi que la corrélation avec le rayonnement, la température et l'heure de la journée sont pris en considération afin de déterminer le type de d'anomalie. Les écarts sont comparés aux modèles d'erreurs typiques causés par des facteurs tels que l'ombrage, la dégradation, la salissure, la couverture de neige ou une défaillance des composants du système.

Dépannage :



Anomalies typiques d'aujourd'hui

Sur la base de l'expérience :

- Composants fiables :
 - Câblage (CC, CA, interrupteurs, boîtier de raccordement du générateur) ;
 - Fixation ;
 - Onduleur (la fiabilité a considérablement augmentée).
- La plupart des défaillances au niveau du champ PV émanent de ce qui suit :
 - une surveillance à distance, des composants de surveillance ;
 - des diodes de dérivation ou de chaîne ;
 - un mauvais dimensionnement, une installation défectueuse.
 - des conditions météorologiques ;
 - des modules.

www.renac.de

L'expérience acquise au cours des 30 dernières années montre que les composantes du système PV, tels que les interrupteurs CC et CA, les boîtes de jonction du générateur, les câbles et les raccordements sont très fiables. Les structures de montage sont également améliorées au cours des années, suite à l'expérience acquise dans les dommages causés par les tempêtes dans les systèmes antérieurs. Dans les premiers systèmes, les défaillances proviennent des onduleurs, mais la fiabilité des onduleurs modernes a considérablement augmenté.

La plupart des alertes de défaillance dans les systèmes PV peuvent être retracées jusqu'aux problèmes liés à la surveillance à distance et aux éléments de surveillance.

Aussi, des diodes de dérivation ou de chaîne de mauvaise qualité sont souvent défectueuses. Il y a un nombre considérable de différences de qualité disponibles sur le marché. Les fabricants de modules de qualité ont très rarement des problèmes de diodes défectueuses. La plupart des pannes survenant dans les systèmes PV sont dus à une mauvaise installation. Comme exemples de défauts d'installation typiques, on peut citer l'utilisation des composants qui ne répondent pas aux spécifications de conception, l'ombrage, ainsi qu'un mauvais numéro de crochets de toit et des pinces de modules non fixées (pour ce qui est des systèmes montés sur le toit). Cependant, la plupart des défauts d'installation sont liés à des problèmes de câblage. Les causes les plus fréquentes d'une anomalie du système PV sont des câbles suspendus avec une isolation endommagée, des raccordements desserrés et un mauvais sertissage. Une des causes de survenance de ces anomalies est une procédure d'essai incomplet ou absent à la fin de l'installation.

Dépannage :



Dégradation du module

- Aucune règle générale ne peut être établie. Certaines études font état d'une dégradation considérable, alors que d'autres études montrent des performances très stables au fil du temps.
- La dégradation peut être due à l'humidité qui pénètre dans les cellules, ou aux réactions chimiques dans l'encapsulation (brunissement de la couche EVA), ainsi qu'à des fissures ou échauffements localisés.
- Des études d'experts indépendants accordent généralement 0.25% à 0.5%/ a aux modules c-Si et 0.5% à 0.8%/ a aux modules à couches minces.
- Estimation prudente fondée sur la garantie du fournisseur de modules : 0.8%/ a. (80% après 25 ans).

www.renac.de

Aucune règle générale de dégradation des modules n'a été établie : certaines études montrent une dégradation significative au fil du temps, alors que d'autres font état des performances très stables dans le temps. Des études d'experts indépendants accordent généralement 0,25% à 0,5% de réduction de la sortie système par année pour les modules c-Si, et 0,5%-0,8% par an pour les modules en couches minces. Ce sont les valeurs les plus utilisées dans le délai de retour sur investissement ou autres calculs financiers. Les fournisseurs de modules estiment une dégradation très conservatrice de 0,8% par an (80% après 25 ans), car ils utilisent la vitesse de dégradation de leur garantie de performance.

La dégradation peut être due à l'humidité qui pénètre dans les cellules, ou aux réactions chimiques dans l'encapsulation (brunissement de la couche EVA), ainsi qu'à des fissures ou échauffements localisés. Par conséquent, le niveau de dégradation est directement corrélé à la qualité de la production. La qualité de la production s'améliore automatiquement à mesure que le volume de la production augmente et que le matériel de production s'améliore. Les entreprises établies qui ont un volume élevé de production sont également donc les leaders de la qualité.

5.4. O&M (exploitation et maintenance)

Service de maintenance



Tâches à exécuter pendant le fonctionnement habituel & maintenance

- Une installation photovoltaïque est conçue pour durer plus de 20 ans. Pendant ce temps, il y a également différentes tâches d'exploitation et maintenance (O&M), à savoir :
 - **une surveillance permanente** : contrôle de la fonctionnalité et de la sécurité ;
 - **détection des anomalies** ;
 - **réparation/ remplacement** régulière et irrégulière **des composants du système** (principalement des dispositifs électroniques comme l'onduleur) ;
 - **modification du système** selon les nouvelles exigences réglementaires
 - **dépannage** ;
 - **nettoyage**.

www.renac.de

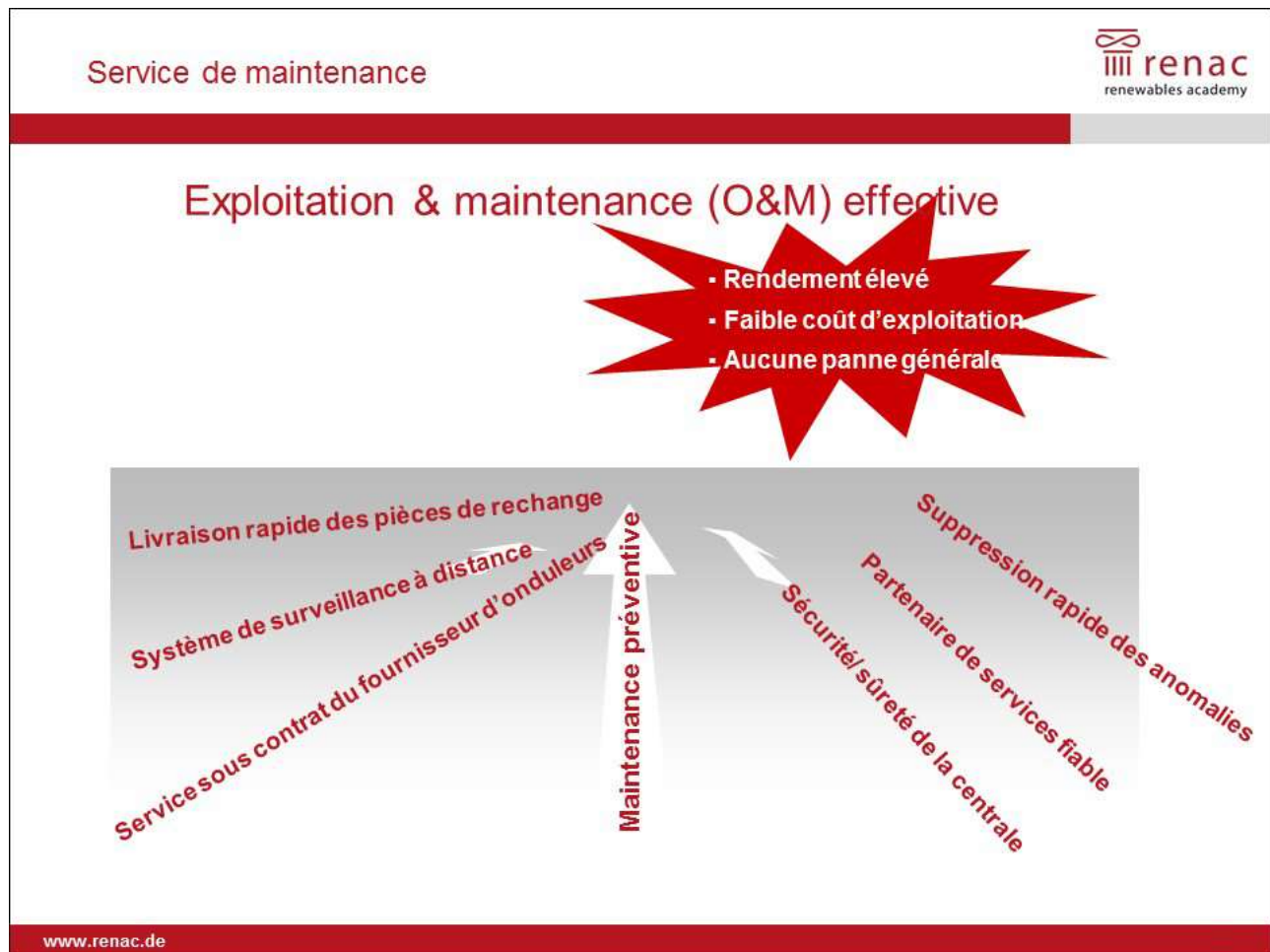
Une installation PV a une durée de vie nominale de plus de 20 ans. Au cours de cette période, il y a différentes tâches d'O&M :

Une surveillance permanente facilite le bon fonctionnement du système PV. Cela a un impact direct sur le rendement énergétique du système. Des défauts peuvent être détectés et rapidement corrigés avant que le rendement énergétique ne baisse.

Certains composants de système - principalement les fusibles et les diodes – doivent être remplacés au bout de quelques années d'utilisation, étant donné que la perte de puissance de ces dispositifs peut mener à la surchauffe et les rendre finalement dysfonctionnels. D'autres comme l'onduleur sont plus durables, mais devront d'être remplacés au moins une fois au cours de la durée de vie du système. A noter que la plupart des fabricants d'onduleurs proposent de prolonger leur garantie à 20 ans pour le même prix de l'onduleur.

De nouvelles exigences réglementaires peuvent entrer en vigueur pour exiger même la modification des systèmes existants. On peut citer comme exemple le problème des 50,2Hz en Allemagne : face à un nombre croissant de systèmes PV, les onduleurs ne pourraient plus tout simplement s'éteindre à des fréquences supérieures à 50,2 Hz, étant donné qu'une trop grande partie de la capacité de génération serait instantanément perdue. Des onduleurs ont été modifiés pour éviter ce scénario. Les modifications peuvent impliquer des coûts supplémentaires qui doivent être prises en considération.

Il existe une méthode établie et approuvée pour développer des procédures de dépannage spécifiques, des plans d'essai et des procédures de maintenance qui incluent un nettoyage et des inspections visuelles effectués sur une base régulière. Cette méthode peut constituer la base du contrat de maintenance.



Une gestion efficace de l'exploitation et maintenance favorise un rendement énergétique élevé en évitant ou en raccourcissant la durée de déconnection d'un système au réseau.

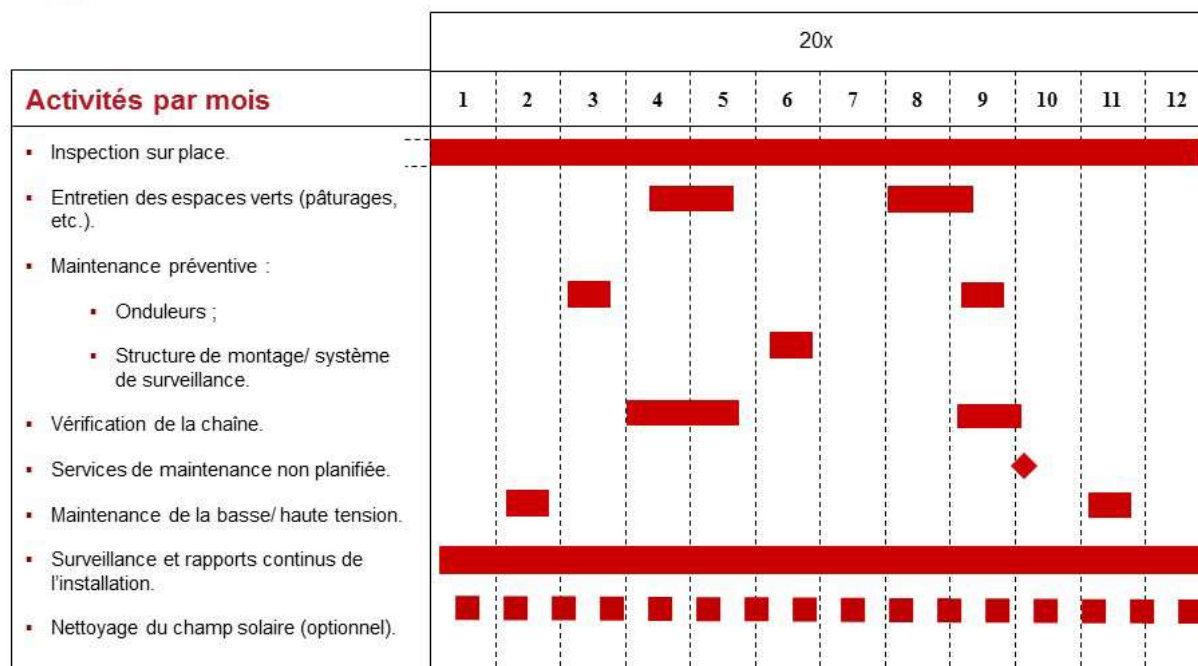
La maintenance préventive implique principalement des mesures de base. Un système de surveillance à distance facilite une réparation rapide des défauts. Les composants peuvent être remplacés rapidement si les pièces détachées ou même des onduleurs de chaîne de rechange sont gardés en stock. La vitesse de livraison des pièces de rechange dépend du contrat d'entretien avec le fournisseur du composant.

Afin d'assigner un contractant externe à la maintenance du système, des procédures de maintenance et de dépannage de doivent être définies.

Si des pièces de rechange sont en stock et que des partenaires fournisseurs de service fiables sont engagés, le rendement énergétique d'une installation PV est alors assuré à un haut niveau de sécurité.

Service de maintenance

Exploitation et maintenance : vue d'ensemble des activités



www.renac.de

L'image ci-dessus donne un aperçu des activités d'exploitation et maintenance au cours d'une année.

Une surveillance et reporting d'une installation ainsi des inspections visuelles régulières ont continuellement lieu tout au long de l'année. Le nettoyage du champ solaire est facultatif et dépend des conditions environnementales. Les systèmes PV dans des climats secs à fortes concentrations de poussière vont nécessiter un nettoyage très régulier. Les zones de climat humide et froid auront plus d'un problème pour maintenir les modules à l'abri de la neige pendant l'hiver. Par conséquent, il est recommandé de commencer par nettoyer chaque mois et, par la suite, adapter la procédure sur la base de l'expérience acquise sur le site.

Certaines mesures telles qu'un contrôle général de(s) chaîne(s) pourraient être nécessaires deux fois par an. La structure de montage ou le système de suivi pourraient être vérifiés en même temps. Ce type de maintenance peut être combiné à des services d'entretien imprévus ou autre entretien courant tels que la coupe d'herbe. D'autres vérifications pourraient être nécessaires au début et à la fin de l'hiver ou autres saisons où il y a un changement significatif des conditions environnementales. En Europe du Nord, les dispositifs électroniques (tels que les onduleurs sont nettoyés et vérifiés en même temps. Les pièces mécaniques en mouvement sont très sensibles aux conditions environnementales.

La durée d'intervalle des travaux de maintenance va donc dépendre de l'emplacement.

Service de maintenance

Périodes de maintenance

Maintenance - Vérification de la liste		
Quotidienne	Onduleur	Fonctionnement sans perturbation ?
Mensuelle	Rendement	Système de surveillance : analyse des données.
	Champ PV	Éliminer les salissures : nettoyer les modules avec de l'eau et une éponge. Pas de détergent ! Vérifier que les modules sont bien fixés.
Tous les 6 mois	Boîtiers de raccord/ regroupement	Y a-t-il de l'humidité à l'intérieur ? Y a-t-il des insectes à l'intérieur ?
	Suppresseur de surtension/ parafoudre	(à vérifier également après les orages). Intact ?
	Câbles	Vérifier s'ils sont endommagés, vérifier les connexions.

Service de maintenance

Périodes de maintenance (II)

Maintenance - Vérification de la liste		
Tous les 6 mois	Boîtiers de raccord (coffrets de regroupement)	Y a-t-il de l'humidité à l'intérieur ? Y a-t-il des insectes à l'intérieur ?
	Suppresseur de surtension/parafoudre	(à vérifier également après les orages). Intact ?
	Câbles	Vérifiez s'ils sont endommagés, vérifier les connexions.
Tous les 3-4 ans	mesures	Toutes les mesures effectuées au cours de la mise en service du système doivent être vérifiées à nouveau.
	Onduleurs (à l'extérieur)	Contrôle de l'humidité (uniquement par le personnel qualifié).

Les installations PV nécessitent peu de maintenance. Cependant, les procédures d'inspection périodiques peuvent éviter les temps d'arrêt et par conséquent améliorer le rendement du système

www.renac.de

Les installations PV nécessitent peu de maintenance. Toutefois, les procédures d'inspection périodique peuvent éviter des temps d'arrêt et par conséquent améliorer le rendement de système.

Les tableaux ci-dessus donnent des exemples de fréquences de maintenance d'une diversité d'éléments. Les objectifs sont clairement et précisément formulés. L'expérience va permettre de raccourcir ou allonger l'intervalle des périodes de maintenance. Le protocole de maintenance doit non seulement comprendre la valeur mesurée, mais aussi des observations telles que la « présence d'insectes dans le coffret de raccordement ». Un des éléments qui résultent de ces observations est qu'une vérification spécifique pourrait être intégrée à la liste de contrôle de l'examen visuel au cours des saisons où beaucoup d'insectes apparaissent, par exemple.

Comme mesure préventive, toutes les mesures effectuées pendant la mise en service du système doivent être contrôlées à nouveau après 3 ou 4 ans dans le but de détecter des problèmes prévisibles. Le système de surveillance peut afficher un bon rendement énergétique sans défaillance aucune, mais l'isolation des câbles, par exemple, pourrait avoir déjà souffert des conditions environnementales. La maintenance préventive, y compris ces mesures permettent d'atténuer les défauts prévisibles avant même qu'ils ne surviennent. Conformément au contrat de service, les onduleurs centraux seront vérifiés par le personnel d'entretien du fournisseur de l'onduleur.

Service de maintenance



Défaillances de fusibles

- Le fusible doit être applicable au PV.
- Le porte-fusible doit être adapté.



Source : Renac



Source : Renac

www.renac.de

Puisqu'un fusible ne peut pas remplir sa fonction s'il n'est pas fiable, ils doivent être régulièrement vérifiés et remplacés selon les recommandations du fabricant, même s'ils ne se sont pas abîmés. Il est conseillé de surveiller à distance l'état des fusibles et de les changer chaque année. Etant donné qu'ils s'usent progressivement, cette usure peut à l'occasion mener à des situations dangereuses où le fusible peut encore assurer la conduction mais ne peut plus sauté. Le remplacement des fusibles est l'une des tâches les plus courantes effectuées au cours de la maintenance d'une installation PV solaire.

Les fusibles et les porte-fusibles doivent être adaptés aux applications PV. L'image ci-dessus montre un exemple de coffret de raccordement utilisé dans un système PV raccordé au réseau. Le coffret de raccordement relie les modules PV au coffret de distribution CC ou à l'onduleur. Il est conforme à la norme IP65 pour une utilisation extérieure et est doté de dispositifs de protection contre les surtensions (SPD) spécifiques aux PV.

Le sectionneur CC et les fusibles sont fournis par des fabricants établis. Le coffret de raccordement a une large plage de tension d'entrée CC gère des tensions allant jusqu'à 1000 V.

Le coffret de raccordement pourrait abriter des dispositifs intégrés de surveillance à distance. Ces dispositifs de surveillance peuvent être intéressants pour les parcs PV de la classe des mégawatts, à des fins de comparaison avec les données transmises de l'onduleur.

La plupart des fournisseurs de coffrets de raccordement spécifient les produits personnalisés. Ils assemblent les coffrets de raccordement selon la conception du système PV.

Références et lectures recommandées :

- The Electrical Engineering Handbook, Ed. Richard C. Dorf, Boca Raton: CRC Press LLC, 2000
- Sinusoidal Pulse width modulation, A.M. Gole, 2010
- How Inverters Work, Christopher Freitas, HomePower, Issue #135, February / March 2010
- Thin-Film PV: A System Designers Guide, Rick Holz, SolarPro Issued 4.1, Dec/Jan 2011
- Technical information: Module technology (Duennschicht-TI-UEN114630 | Version 3.0), SMA
- Leitfaden Photovoltaische Anlagen, DGS
- Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, A. Luque, S. Hegedus, Wiley
- Nacharbeit möglich, Photovoltaik 09/2014

Renewables Academy (RENAC) AG
Schöenhauser Allee 10-11
10119 Berlin (Germany)
Tel: +49 (0) 30-52 689 58 70
Fax: +49 (0) 30-52 689 58 99
E-Mail: info@renac.de

